

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA
FOTOVOLTAICA DE EMERGENCIA PARA
LA ILUMINACIÓN EN LABORATORIOS**

**AUTORES: ESPAÑA SALAZAR JOHN ALBERTO
VILLARRUEL JÁCOME EDWIN FABIÁN**

DIRECTOR: ING. FAUSTO MÉNDEZ

Quito, septiembre 2011

Ing. Fausto Méndez

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del Sistema de Energía Fotovoltaica y su aplicación, realizada por los Sres. John Alberto España Salazar y Edwin Fabián Villarruel Jácome, previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 19 de septiembre de 2011

ING. FAUSTO MÉNDEZ

DIRECTOR

DECLARACIÓN

Nosotros, John Alberto España Salazar y Edwin Fabián Villarruel Jácome, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

Los conceptos desarrollados, análisis de resultados y las conclusiones del presente trabajo, son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Quito, 19 de septiembre de 2011

(f)_____

John Alberto España Salazar

(f)_____

Edwin Fabián Villarruel Jácome

AGRADECIMIENTO

Nuestros sinceros agradecimientos están dirigidos hacia nuestros docentes, por habernos impartido sus conocimientos y experiencias a lo largo de nuestra formación profesional. A nuestro director de Tesis, por su generosidad al brindarnos la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia en un marco de confianza y amistad, fundamentales para la realización de este trabajo. Al Ing. Ramiro Robayo quien con su ayuda desinteresada, nos brindó sus instalaciones e información relevante, próxima, pero muy cercana a la realidad de nuestras necesidades.

Los autores

DEDICATORIAS

Dedico este proyecto de tesis a Dios, porque ha estado conmigo a cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar. A mis padres, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento, depositando su entera confianza en cada reto que se me presentaba sin dudar ni un solo momento en mi inteligencia y capacidad. Es por ellos que soy lo que soy ahora.

John España Salazar

Esta tesis está dedicada a mi esposa, por desvelarse conmigo para culminar este proyecto, a mis hijas Lucía y Camila, por ser mi fuerza y mi motor, a mis padres por su cariño comprensión y apoyo, para que un día como hoy esto llegue a su fin.

Edwin Villarruel Jácome

1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los últimos años, se ha detectado un aumento de las concentraciones de gases invernadero por causa de la acción del hombre. El uso generalizado de los combustibles fósiles, el debilitamiento de la capa de ozono y la desaparición de grandes masas boscosas están favoreciendo el aumento de la temperatura en la Tierra, provocando un futuro incierto para nuestras próximas generaciones. Por todo ello, es urgente apostar por los recursos energéticos renovables entre los cuales tenemos la Energía Solar, un recurso limpio, de fácil instalación, con una vida prolongada y que se adapta perfectamente al ámbito rural y urbano.

Los sistemas fotovoltaicos son altamente costosos en comparación con los sistemas de generación convencionales de energía eléctrica, pero con el estudio y diseño del mismo, la UPS entraría en el campo del desarrollo técnico investigativo de conversión de Energía limpia e inagotable, puesto que es del interés de los investigadores en todo el mundo.

El contar con un prototipo experimental de un sistema de emergencia renovable para iluminación en laboratorios, impulsará a estudiantes de pregrado para que puedan formar parte del desarrollo científico-tecnológico generado en el país y, crear conciencia de la importancia que tiene generar tecnologías propias adecuadas para nuestro medio.

El impacto ambiental en estos sistemas es prácticamente nulo comparado con los de generación termoeléctrica, debido a que para obtener la materia prima para la construcción de las células fotovoltaicas se utiliza el silicio; éste es un material obtenido de la arena, por tanto muy abundante y fácil de conseguir. Lo mismo puede decirse de la fase de uso, ya que no se emiten productos tóxicos. Así pues el único aspecto contaminante de esta energía viene dado de la fase de eliminación de las placas cuya utilidad ha expirado (pero aun así normalmente pueden ser reparadas o reutilizadas), aunque al ser una energía relativamente nueva aún no se ha planteado este problema en la práctica.

Éste proyecto de tesis ubicará a la UPS en protagonista del desarrollo sostenible de nuestro planeta, aprovechando un recurso limpio e inagotable, como es la Energía Solar, que ayuda a la reducción de gases de efecto invernadero, a la no dependencia

de los combustibles fósiles y al ahorro energético, contribuyendo a la consecución de los objetivos marcados por el actual gobierno.

2.- JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

Ante la deficiencia de energía eléctrica en época de estiaje, la contaminación proveniente de generadores a combustible y la gran cantidad de regiones rurales que se encuentran privadas de electricidad, se ha pensado en diseñar un prototipo experimental que permita aprovechar las energías renovables disponibles como es la energía solar, misma que es significativamente la más alta en el país con relación a otras regiones del planeta para generar electricidad.

Se desea establecer la conveniencia de utilizar esta energía para reemplazar el consumo de energía eléctrica proveniente de la red en lugares donde existen líneas de tendido eléctrico.

Los beneficios de contar con servicios alternativos y de calidad, permiten lograr un desarrollo humano sustentable para incrementar las actividades productivas y mejorar el entorno económico y social.

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales, debido a que se dispone de recursos inagotables.

En el medio físico no existen afecciones ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, no provoca ruidos ni afecta a la hidrología existente; el principal impacto en el medio físico es el visual sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones.

Nuestro territorio ecuatoriano tiene una ubicación privilegiada para la explotación de la Energía Solar y, es por ello que las diferentes administraciones están impulsando iniciativas que permiten que cualquier persona o empresa interesada pueda contribuir a la generación de electricidad mediante la energía solar fotovoltaica.

Su aplicación suele tener un lugar en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

3.- ALCANCES

- Diseño de un prototipo de inversor DC/AC de 5KW.
- Diseño de un prototipo de regulador de carga de baterías para 5KW.
- Diseño de un prototipo de seguimiento automático del sol en dos ejes.
- Diseño de una transferencia automática de energía.
- Estudio de factibilidad técnica y económica del sistema fotovoltaico diseñado.
- Estudio de impacto ambiental del uso de energía fotovoltaica con relación a la generación de energía termoeléctrica.
- Diseño y construcción de un prototipo experimental de sistema fotovoltaico de 100W con todos los elementos que intervienen en el mismo con fines demostrativos.

4.- OBJETIVOS

4.1 General

4.1.1 Diseñar un Sistema de Energía Renovable de 5 KW a partir de un conjunto de módulos fotovoltaicos, para la iluminación en laboratorios.

4.2 Específicos

4.2.1 Investigar el principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos.

4.2.2 Diseñar un prototipo de inversor de corriente DC/AC de 5 KW de potencia para la iluminación en laboratorios.

4.2.3 Diseñar un prototipo de regulador de carga para las baterías.

4.2.4 Optimizar el uso racional de la energía utilizando sensores de iluminación y

movimiento.

4.2.5 Realizar un estudio de impacto ambiental del uso de energía fotovoltaica con relación a la generación de energía termoeléctrica.

4.2.6 Realizar el estudio de factibilidad para la construcción de una celda fotovoltaica.

4.2.7 Realizar el estudio de factibilidad técnica y económica.

4.2.8 Diseñar y construir un modelo experimental de 100W.

5.- HIPÓTESIS

El sistema de energía renovable no convencional como es la energía solar, propondrá establecer la conveniencia de utilizar esta energía para conseguir un ahorro en el consumo de energía eléctrica proveniente de la red, utilizándola para iluminación en laboratorios. Se desea establecer las condiciones ambientales para que las energías alternativas reemplacen a la energía de la red en los lugares apropiados para instalar este sistema.

6.- MARCO TEÓRICO

Celdas Fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas se fabrican con Silicio. Este elemento es el segundo más abundante en la corteza terrestre, es el que permite que se dé el proceso de generación de electricidad. La brecha de energía por la que se calcula la eficiencia teórica de conversión de materiales voltaicos, determina la absorción espectral característica del material en la región de absorción fundamental. El Silicio tiene un corte de absorción de 1.2u con fuerte aumento en el coeficiente de absorción hacia longitudes de onda más larga. La región fundamental es la región sensible de la célula de Silicio.

El Silicio tiene cuatro electrones. Sólo se puede llegar a tener "un Silicio negativo y otro positivo" si lo dopamos con materiales contaminantes se obtiene propiedades eléctricas únicas en presencia de la luz solar. Así, por ejemplo, si le introducimos fósforo a su composición, obtendremos un Silicio negativo, pues conseguiríamos un electrón demás cada vez (si consideramos que el fósforo tiene 5 electrones en la última capa). En cambio, si le introducimos aluminio (tres electrones en la última capa) tendremos un silicio positivo.

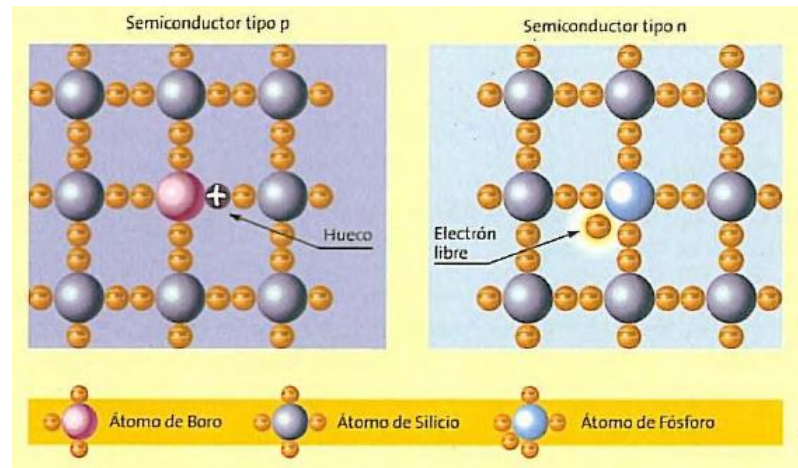


Fig 1. Estructura cristalina semiconductor

Sólo dopando el Silicio, éste adquiere las características adecuadas. Ocurre porque las propiedades químicas de los elementos están determinadas por el número de electrones en su última capa y por los electrones que faltan para completarla. El Silicio, como también ya dijimos, posee cuatro electrones y faltan otros cuatro para completarla. Cuando los átomos de Silicio se unen a otros, compartiendo los electrones de las últimas capas con la de átomos vecinos y formando enlaces covalentes, estas combinación dan lugar a una estructura cristalina. Esta es la composición de las células fotovoltaicas. Ellas miden entre 7 y 9 centímetros y son delgadas y de forma rectangular o circular.

El Silicio es procesado de manera compleja y se forma con él un cilindro cristalino y sólido. Se trata de un cristal semiconductor muy puro. Este cilindro se corta, a su vez, en finas rodajas que luego siguen un tratamiento químico antes de convertirse en células fotovoltaicas. Luego se conectan alambres a la superficie de la célula: Una al lado cargado positivamente y otra al lado negativo. Así se completa el circuito eléctrico. Cuando la célula se expone a la luz, la electricidad fluye a través del

circuito. Para mejorar la eficiencia y la capacidad del sistema, se pueden conectar (también mediante alambres) varias células en una serie. A esto se le llama módulo y también se pueden conectar, a su vez, varios módulos. Mientras más módulos se sumen, mayor es la electricidad que se puede generar.

Las células funcionan gracias a lo que se denomina "efecto fotovoltaico" (foto viene de luz; voltaico de electricidad). Al golpear el sol la superficie de la célula, libera electrones del átomo del material. Los electrones, excitados por la luz, se mueven a través del Silicio. Ciertos elementos químicos agregados a la composición del Silicio permiten establecer la ruta que seguirán los electrones. Ese es el fenómeno fotovoltaico y su consecuencia es la corriente eléctrica directa.

Esta corriente puede ser almacenada en "acumuladores" para, si se desea, pueda ser utilizada fuera de las horas de luz. Cada celda es capaz de generar de 2 a 5 Amperios, a un voltaje de 12 a 48 V utilizando como materia prima sólo radiaciones solares. Además, admiten tanto la radiación directa como la difusa, lo que quiere decir que se puede conseguir energía eléctrica incluso en los días nublados. Por lo tanto, es bastante eficiente. Las celdas fotovoltaicas son relativamente simples debido a que no tienen partes móviles, no es necesario su mantenimiento y tienen una vida útil de entre 20 y 30 años y, sin embargo, su fabricación requiere de una tecnología sofisticada que solamente está disponible en algunos países como Estados Unidos, Alemania, Japón y España. Es por esto que, pese a que la conversión directa de la parte visible del espectro solar es quizás la vía más ordenada y estética de todas las que existen para el aprovechamiento de la Energía Solar, desafortunadamente esta tecnología no ha podido desarrollarse por completo.

Irradiación Solar en el Ecuador

En el Ecuador las horas de máxima irradiación solar, varían de región a región. En la Costa es de 2.3 horas y en la Sierra es de 3 horas, en el Oriente existe mucha nubosidad casi todo el tiempo y no existen datos al respecto. [5]

Sobre la superficie del suelo incide 1Kilowatio (kw) de energía solar por cada m². Los paneles solares tienen una eficiencia entre el 10% y los más modernos 25%. El panel solar utilizado en esta tesis marca Arco Solar modelo SX 110 tiene una eficiencia del 10%. Esto significa que se puede aprovechar únicamente 100 vatios de energía por m² por hora en 3 horas de máxima irradiación solar para obtener 300 vatios por día. [10]

Seguimiento del sol

Para conseguir una mayor concentración de energía del sol en los paneles fotovoltaicos los diseños tienen que disminuir su aceptación angular, por lo que es necesario seguir al sol en su movimiento aparente respecto a la Tierra. Se puede optar por diferentes técnicas de seguimiento según el nivel de concentración que se quiera alcanzar. [4]

- a) Seguimiento estacional, que consiste en el cambio manual de la posición del concentrador unas pocas veces al año para conseguir su apuntamiento.
- b) Seguimiento en un eje, en el que; el concentrador gira respecto a un eje manteniendo al sol dentro de un campo angular de visión del concentrador durante todo el año. El eje de giro suele situarse en las direcciones norte-sur, este-oeste, vertical o polar (dirección norte-sur con elevación igual a la latitud). Estos son sistemas que suelen trabajar en el rango de concentraciones intermedias.
- c) Seguimiento ideal o en dos ejes, mediante el cual se mantiene el concentrador apuntado al sol en todo momento. En la práctica, son los sistemas que alcanzan los niveles más altos de concentración.

Equipos necesarios en un sistema Fotovoltaico

GENERADOR SOLAR: conjunto de paneles fotovoltaicos que captan energía luminosa y la transforman en corriente continua a baja tensión.

ACUMULADOR: Almacena la energía producida por el generador. Éste se basa en un banco de baterías.

REGULADOR DE CARGA: Su función es evitar sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, puesto que los daños podrían ser irreversibles. Debe asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficacia.

INVERSOR: Se encarga de transformar la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna, la cual alimentará directamente a los usuarios.

Un sistema fotovoltaico no tiene por qué constar siempre de estos elementos, pudiendo prescindir de uno o más de éstos, teniendo en cuenta el tipo y tamaño de las cargas a alimentar, además de la naturaleza de los recursos energéticos en el lugar de instalación.

7.- MARCO METODOLÓGICO

Método investigativo: Como su nombre lo indica, nos apoyaremos en fuentes de carácter documental, esto es, en documentos de cualquier especie. Como subtipos de esta investigación encontramos la investigación bibliográfica y la hemerográfica; la primera se basa en la consulta de libros y la segunda en artículos o ensayos de revistas y periódicos.

Método Inductivo.- Con ayuda del método investigativo y del marco teórico podemos obtener conocimientos para la realización del presente proyecto.

Método Deductivo.- Por medio de este método podemos elegir los equipos más convenientes para el diseño del sistema fotovoltaico.

Método Descriptivo.- Necesario para conocer el nivel de contaminación emanantes por las distintas termoeléctricas debido a la quema de combustible.

Método Experimental.- Nos permitirá realizar las pruebas necesarias para la optimización y factibilidad del diseño del sistema fotovoltaico.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Planteamiento del problema.....	vi
Justificación del tema.....	vii
Alcances.....	viii
Objetivos.....	viii
Hipótesis.....	ix
Marco teórico.....	ix
Marco metodológico.....	xiii
Índice de Contenidos.....	xiv
Índice de Figuras.....	xxii
Índice de tablas.....	xxix
Resumen.....	xxxii
Abstract.....	xxxv

CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1. Energía Solar Fotovoltaica.....	1
1.1.1. Energía Solar.....	1
1.1.2. Energía Solar Fotovoltaica.....	1
1.1.2.1. Células Fotovoltaicas.....	2
1.1.2.1.1. Estructura de bandas: Electrones y huecos.....	2
1.1.2.1.1.1. Cristales de silicio.....	4
1.1.2.1.1.2. Propiedades de los semiconductores.....	6
1.1.2.1.2. Curvas Características de las Celdas Fotovoltaicas.....	8
1.1.2.2. Módulos Fotovoltaicos.....	9
1.2. Radiación	
Solar.....	11
1.2.1. Geometría Solar.....	14
1.2.1.1. Posicionamiento Solar Relativo.....	16
1.2.1.2. Pérdidas por Orientación e Inclinación.....	18
1.2.1.2.1. Pérdidas por Orientación.....	19
1.2.1.2.2. Pérdidas por Inclinación.....	20
1.2.1.2.3. Pérdidas por sombras (LINEALES).....	21

1.3.	Características de una instalación fotovoltaica.....	22
1.4.	Paneles solares.....	22
1.4.1.	Definición.....	22
1.4.2.	Parámetros fundamentales de un Panel Solar.....	23
1.4.3.	Especificaciones del fabricante.....	24
1.5.	Baterías.....	26
1.5.1.	Conceptos básicos.....	26
1.5.1.1.	Profundidad de descarga.....	26
1.5.1.2.	Autodescarga.....	27
1.5.2.	Modelos de Baterías solares.....	28
1.5.3.	Eficiencia.....	28
1.5.4.	Energía Almacenada.....	28
1.5.5.	Tipo de Baterías.....	29
1.5.5.1.	Baterías Solares Gelatinosas (VRLA).....	29
1.5.5.2.	Baterías tipo AGM.....	30
1.5.5.3.	Baterías de Ni-Cd.....	31
1.6.	Regulador de carga.....	33
1.6.1.	Sistema de regulación. ¿Cómo trabajan los reguladores de carga?.....	33
1.6.2.	Parámetros de Diseño del Regulador de Carga.....	36
1.6.2.1.	Parámetros a Calcular, dimensionamiento.....	36
1.6.2.2.	Parámetros importantes de operación del regulador.....	36
1.7.	Inversor.....	36
1.7.1.	Tipos y clasificación.....	38
1.7.2.	Parámetros de rendimiento.....	39
1.7.3.	Características de los inversores comerciales.....	40
1.8.	Tipos de instalaciones: Seguidores Solares.....	41
1.8.1.	Tipos de seguimiento.....	41
1.8.1.1.	Seguimiento cenital.....	41
1.8.1.2.	Seguimiento azimutal.....	42
1.8.1.3.	Seguimiento polar.....	42
1.8.1.4.	Seguimiento ideal o en dos ejes.....	43
1.8.2.	Principales problemas del seguimiento solar.....	44

CAPÍTULO II: ESTUDIO DEL SISTEMA

2.1.	Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo.....	45
2.1.1.	Generador Fotovoltaico.....	45
2.1.1.1.	Aspectos Generales.....	45
2.1.1.2.	Dimensionamiento de los Paneles.....	46
2.1.1.3.	Pérdidas.....	52
2.1.2.	Estructura de soporte mecánica con seguimiento solar para el generador	52
2.1.3.	Sistema de Almacenamiento.....	53
2.1.3.1.	Aspectos Generales.....	53
2.1.3.2.	Dimensionamiento de las baterías.....	55
2.1.4.	Sistema de Regulación de Carga.....	57
2.1.4.1.	Aspectos Generales.....	57
2.1.4.2.	Dimensionamiento del Regulador de Carga.....	58
2.1.5.	Sistema de adaptación de corriente (Inversor).....	58
2.1.5.1.	Aspectos Generales.....	58
2.1.5.2.	Consideraciones de Diseño.....	59
2.1.6.	Cableado.....	61
2.1.6.1.	Selección de conductores para cada tramo del sistema.....	62
2.1.7.	Dispositivos de Protección.....	63
2.1.7.1.	Selección de protecciones para cada tramo del sistema.....	64
2.1.8.	Selección del Panel Solar.....	66
2.1.8.1.	Aspectos Generales.....	66
2.1.8.2.	Elección del Panel Solar.....	67
2.1.9.	Topología del Sistema.....	69
2.2.	Factibilidad Técnica y Económica del Sistema FV diseñado.....	70
2.2.1.	Factibilidad técnica del sistema fotovoltaico de 5KW.....	70
2.2.2.	Factibilidad económica de un proyecto.....	72
2.2.2.1.	Aspectos Generales.....	72
2.2.2.1.1.	Interés simple y compuesto.....	73
2.2.2.1.2.	Rentas.....	74
2.2.2.1.3.	Flujos Financieros.....	75
2.2.2.1.4.	Valor actual neto (VAN).....	77
2.2.2.1.5.	Tasa interna de rentabilidad (TIR).....	79

2.2.2.1.6. Periodo de recuperación de la inversión (PIR).....	79
2.2.2.2. Factibilidad económica del sistema fotovoltaico de 5KW.....	80
2.2.2.2.1. Costo generales.....	80
2.2.2.2.2. Factibilidad económica del sistema FV.....	83
2.2.2.2.2.1. Análisis costo-beneficio.....	89
2.3. Tecnología para la fabricación de una celda fotovoltaica.....	90
2.3.1. Propiedades físicas de los materiales y dispositivos fotovoltaicos.....	90
2.3.2. Proceso de fabricación de celdas fotovoltaicas.....	93
2.3.3. Producción de sílice.....	93
2.3.3.1. Producción de Si-monocristalino.....	95
2.3.3.1.1. Método de Czochralski.....	96
2.3.3.1.2. Método de Floating Zone.....	97
2.3.4. Producción de obleas.....	98
2.3.5. Fabricación de celdas.....	100
2.3.5.1. Limpieza.....	101
2.3.5.2. Elaboración de emisores.....	102
2.3.5.3. Película antirreflectora.....	104
2.3.5.4. Contacto.....	105
2.3.5.5. Otras celdas de Si.....	108
2.3.5.6. Celdas de Si-mc y Si-poli.....	109
2.3.6. Tecnología de fabricación celdas de película delgada.....	110
2.3.6.1. Celdas de Si-a.....	110
2.3.6.1.1. Método CVD (Chemical Vapour Deposition).....	114
2.3.6.2. Síntesis de las películas delgadas de óxido de titanio (TiO ₂).....	117
2.3.6.3. Celdas solares de película delgada policristalina.....	118
2.3.6.4. Celda de CIS (CuInS ₂).....	119
2.3.6.4.1. Metodología.....	119
2.3.6.5. Celdas de Teluro de Cadmio (CdTe).....	124
2.3.7. Otras celdas solares.....	125
2.3.8. Tecnología de fabricación de módulos.....	125
2.4. Impacto Medioambiental.....	127
2.4.1. Reducción de emisiones contaminantes a la atmosfera	128
2.4.2. Materias primas y residuos generados por sistemas FV.....	131

2.4.3.	Acciones susceptibles de impacto medioambiental.....	132
2.4.3.1.	En la fase de fabricación del módulo fotovoltaico.....	132
2.4.3.2.	En la fase de instalación.....	134
2.4.3.3.	En la fase de generación.....	135
2.4.4.	Efecto sobre el medio geofísico, socioeconómico y cultural.....	135
2.4.5.	Evaluación de las principales interacciones ecológicas y ambientales...	136

CAPÍTULO III: DISEÑO ELECTRÓNICO

3.1.	Diseño de un prototipo de inversor de 5KW.....	137
3.1.1.	Funcionamiento.....	137
3.1.2.	Topologías.....	137
3.1.2.1.	Topologías monofásicas.....	139
3.1.2.2.	Topologías trifásicas.....	140
3.1.3.	Parámetros de diseño del inversor.....	142
3.1.4.	Configuración del circuito de potencia.....	143
3.1.4.1.	Protección para encendido y apagado de los IGBTs.....	149
3.1.4.1.1.	Diseño de la Red Snubber.....	150
3.1.4.1.2.	Protección por temperatura.....	153
3.1.4.1.2.1.	Diseño térmico del disipador.....	153
3.1.4.2.	Transformación de voltaje.....	157
3.1.4.2.1.	Parámetros de diseño del transformador.....	157
3.1.5.	Consideraciones sobre las señales de control.....	159
3.1.5.1.	Generalidades sobre modulación.....	160
3.1.5.1.1.	La modulación senoidal del ancho de pulso (SPWM).....	161
3.1.5.1.2.	Modulación senoidal modificada del ancho de pulso (MSPWM).....	163
3.1.6.	Circuito de control.....	164
3.1.6.1.	Programa del microcontrolador generador MSPWM. PIC 18F252.....	173
3.1.7.	Filtrado de lo fundamental.....	177
3.1.7.1.	Filtro “LC”.....	178
3.1.8.	Protecciones del inversor.....	181
3.1.8.1.	Protecciones contra cortocircuito.....	182
3.1.8.1.1.	Programa del microcontrolador contra cortocircuito. PIC12F675...	186

3.1.8.2. Protecciones contra sobrecarga.....	187
3.1.8.2.1. Programa del microcontrolador contra sobrecarga. PIC16F819.....	189
3.1.9. Diagrama de bloque del Inversor Trifásico.....	191
3.2. Diseño de un prototipo de Regulador de carga de 5KW.....	192
3.2.1. Funcionamiento.....	192
3.2.1.1. Límites de carga.....	192
3.2.2. Diseño del circuito regulador de carga.....	194
3.2.2.1. Programa del microcontrolador regulador de carga. PIC16F870.....	200
3.2.3. Diagrama de bloque del regulador de carga.....	203
3.3. Diseño de una transferencia automática de energía.....	203
3.3.1. Funcionamiento.....	203
3.3.2. Diseño a utilizarse.....	204
3.3.2.1. Programa del microcontrolador de la transferencia. PIC16F628A.....	207
3.3.3. Diagrama de bloque de la transferencia automática.....	211
3.4. Diseño de un prototipo de seguidor de sol en 2 ejes.....	212
3.4.1. Funcionamiento.....	212
3.4.2. Diseño de control del seguidor solar.....	213
3.4.2.1. Restricciones en el movimiento.....	223
3.4.2.2. Programa del microcontrolador del seguidor solar PIC16F819.....	225
3.4.3. Diagrama de bloque del seguidor solar.....	227
3.5. Visualización General.....	228
3.5.1. Programa del microcontrolador del visualizador general. PIC18F252....	230
3.5.2. Diagrama de bloque del Visualizador general.....	239
3.6. Diseño y construcción de un prototipo experimental fotovoltaico de 100W .	239
3.6.1. Dimensionamiento de los paneles.....	239
3.6.2. Diseño y Construcción del inversor trifásico de 100W.....	242
3.6.2.1. Etapa de control y protección del inversor.....	242
3.6.2.2. Etapa de Potencia.....	243
3.6.2.2.1. Diseño del Transformador y Etapa de filtrado de la fundamental....	248
3.6.3. Diseño y construcción de un Regulador de carga de 100W.....	253
3.6.4. Diseño y construcción de un Transferencia automática.....	256

3.6.5. Diseño del seguidor solar de 2 ejes para 100W.....	256
3.6.5.1. Estructura.....	256
3.6.5.2. Control de los motorreductores dc.....	259
3.6.5.3. Tarjeta de Control del Seguidor solar.....	261
3.6.6. Visualizador General para el diseño experimental de 100W.....	262

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADO

4.1. Protocolo de prueba del Sistema fotovoltaico experimental de 100W.....	263
4.2. Resultados obtenidos.....	268
4.2.1. Tarjetas electrónicas.....	268
4.2.2. Tablero de control.....	272
4.2.3. Seguidor Solar de 2 ejes.....	274
4.2.4. Sistema Fotovoltáico experimental de 100W.....	276
4.2.5. Señales de salida del Sistema fotovoltaico.....	277
4.3. Manual de usuario.....	282
4.3.1. Instrucciones de seguridad.....	282
4.3.2. Introducción.....	283
4.3.3. Precauciones de Operación.....	284
4.3.4. Información Básica.....	285
4.3.4.1. Precauciones importantes.....,,	285
4.3.4.2. Detalles del producto.....	285
4.3.4.3. Montaje y desmontaje del equipo.....	288
4.3.5. Especificaciones.....	288
4.3.5.1. Tarjeta de Transferencia Automática.....	288
4.3.5.2. Tarjeta de Regulador de Carga.....	289
4.3.5.3. Tarjeta d Control de voltaje MSPWM, corriente y fallas.....	291
4.3.5.4. Tarjeta de Potencia del Inversor (fase R).....	291
4.3.5.5. Tarjeta de Filtros.....	292
4.3.5.6. Tarjeta de Visualización.....	293
4.3.5.7. Tarjeta del Seguidor solar.....,	294
4.3.6. Instalación.....	295

4.3.6.1. Precauciones para la instalación.....	295
4.3.6.2. Dimensiones y peso del gabinete.....	296
4.3.7. Conexionado.....	296
4.3.7.1. Conexión de tarjeta, en control.....	296
4.3.7.2. Conexión de tarjetas, en potencia.....	299
4.3.8. Uso del Teclado.....	302
4.3.8.1. Visualizador.....	302
4.3.8.2. Teclado.....	303
4.3.9. Fallas.....	303
4.3.9.1. Funciones de protección del inversor.....	303
4.3.9.2. Funciones de alarmas.....	304
4.3.9.2.1. Alarmas que se visualizan en el GLCD.....	304
4.3.9.2.2. Alarmas que se visualizan en las tarjetas.....	304
 CONCLUSIONES	 306
 RECOMENDACIONES	 307
 BIBLIOGRAFÍA	 309
 ANEXOS	
A: Glosario de Términos.....	311
B: Atlas Solar del Ecuador.....	315
C: Estructura del seguidor solar de 5KW.....	328
D: Tabla periódica de elementos químicos.....	331
E: Tabla de datos para graficar la señal portadora (Triangular) y moduladoras (senoidal).....	333
F: Tabla de generación de la señal MSPWM para el PIC18F252.....	336
G: Tabla Normalizada de Conductores de Cobre con aislamiento tipo THW, 75°C, 600V.....	345
H: Datos Técnicos del panel solar KYOCERA 215 Wp.....	348
I: Datos Técnicos del Panel KYOCERA 85 Wp.....	351

J: Datos Técnicos Mosfet IRF9540N.....	354
K: Datos Técnicos Mosfet IRFZ44N.....	358
L: Datos Técnicos Módulo IGBT 6MBI200FB-060.....	362
M: Datos Técnicos Módulo IGBT 1MBI300F-060.....	365
N: Datos Técnicos Mosfet IRF2807.....	368

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Figura 1-1 Diagrama de Moeller.....	3
Figura 1-2 Estructura electrónica del Silicio.....	3
Figura 1-3 Enlace covalente, cristal de Silicio.....	4
Figura 1-4 Estructura cristalina del semiconductor.....	5
Figura 1-5 Estructura cristalina tipo N.....	7
Figura 1-6 Estructura cristalina tipo P.....	7
Figura 1-7 Módulos fotovoltaicos.....	8
Figura 1-8 Curva característica I-V de una célula.....	9
Figura 1-9 Esquema de un módulo fotovoltaico.....	10
Figura 1-10 Curva característica de la H.S.P.....	11
Figura 1-11 Irradiancia Directa, Difusa y Reflejada.....	12
Figura 1-12 Trayectoria Eclíptica del Sol. (a) Invierno; (b) Verano.....	13
Figura 1-13 Movimiento de la tierra.....	14
Figura 1-14 Esfera celeste.....	15
Figura 1-15 Declinación solar en los solsticios.....	16
Figura 1-16 Posición solar.....	17
Figura 1-17 Ángulos solares.....	18
Figura 1-18 Inclinación y orientación.....	18
Figura 1-19 Superficie inclinada.....	20
Figura 1-20 Ejemplo de distancia mínima para la latitud de Albacete España.....	21
Figura 1-21 Diagrama de una Instalación fotovoltaica.....	22
Figura 1-22 Corriente vs Voltaje para varios niveles de radiación.....	23

Figura 1-23	Dependencia del punto de máxima potencia con la temperatura...	25
Figura 1-24	Batería Trojan T-105 6V 217Ah y L16P 6V-350Ah.....	27
Figura 1-25	Batería de Ni-Cd con Placas de Bolsillo.....	32
Figura 1-26	Característica de algunos dispositivos semiconductores.....	37
Figura 1-27	Movimiento cenital.....	42
Figura 1-28	Movimiento en dos ejes.....	43
Figura 1-29	Comparativa de tecnologías de seguimiento.....	44

CAPÍTULO II: ESTUDIO DEL SISTEMA

Figura 2-1	Estructura con seguimiento solar en dos ejes.....	53
Figura 2-2	Modulo monocristalino.....	67
Figura 2-3	Modulo policristalino.....	67
Figura 2-4	Topologia del sistema fotovoltaico autónomo de 5KW.....	70
Figura 2-5	Gap de Valencia.....	91
Figura 2-6	Celda unidad.....	91
Figura 2-7	Producción de sílice semiconductor a partir de la cuarcita.....	95
Figura 2-8	Método de crecimiento CZ (Czochralski) Si-Sc.....	96
Figura 2-9	Método de Floating Zone (FZ) de crecimiento de Si-mc	97
Figura 2-10	Diagrama de producción de celdas de Si-Sc.....	98
Figura 2-11	Proceso EFG.....	99
Figura 2-12	Proceso DW.....	99
Figura 2-13	Estructura de una celda cristalina.....	100
Figura 2-14	Texturizado de celda.....	105
Figura 2-15	Contacto superior.....	105
Figura 2-16	Marca para contacto superior.....	106
Figura 2-17	Esquema del proceso de folitografía.....	107
Figura 2-18	Granos de silicio policristalino y multicristalino.....	109
Figura 2-19	Fundición de silicio multicristalino.....	110
Figura 2-20	Dangling Bond.....	112
Figura 2-21	Estructura de una celda de Si-a-hidrogenado (TFSi-H).....	112
Figura 2-22	Proceso de fabricación de módulos Si-a hidrogenado.....	113
Figura 2-23	Estructura de los módulos monolíticos de	

celdas de Si-a hidrogenado.....	114
Figura 2-24 Celdas multi-junturas.....	116
Figura 2-25 Celda solar de Si-a de estructura cerrada 10.....	116
Figura 2-26 Esquema general del reactor usado para la síntesis del TiO ₂ por el método CVD.....	117
Figura 2-27 Estructura de una celda np.....	118
Figura 2-28 Estructura de la celda de película delgada policristalina.....,,	119
Figura 2-29 Estructura de la celda solar CGIS avanzada (adaptado de Bloss)...	121
Figura 2-30 Pulverización iónica para la fabricación de celdas CIS.....	122
Figura 2-31 Pulverización pirolítica para la producción de celdas CIS.....	123
Figura 2-32 Electrodeposición para la fabricación de celdas de CdTe.....	123
Figura 2-33 Estructura de celda CdTe.....	124
Figura 2-34 Aspecto de un módulo de 12Vdc nominales de celdas de Si-Sc o Si-m.....	126
Figura 2-35 Estructura de un módulo de celdas de Si-Sc o Si-multicristalino....	127

CAPÍTULO III: DISEÑO ELECTRÓNICO

Figura 3-1 Inversor monofásico de medio puente.....	139
Figura 3-2 Inversor monofásico de puente completo.....	139
Figura 3-3 Inversor monofásico Push Pull.....	140
Figura 3-4 Inversor trifásico con puente de tres ramas.....	141
Figura 3-5 Inversor trifásico formado por tres inversores monofásicos.....	141
Figura 3-6 Diagrama esquemático del inversor trifásico.....	144
Figura 3-7 Inversor monofásico fase R con IGBT.....	144
Figura 3-8 Módulo IGBT 6MBI200FB-060 DE 200A/600V.....	145
Figura 3-9 Circuito de Potencia. Inversor trifásico de seis ramas.....	145
Figura 3-10 Circuito de disparo. Control con tierra aislada.....	147
Figura 3-11 Circuito estabilizador de voltaje para los disparos de cada módulo IGBT con corriente de 17,5mA.....	148
Figura 3-12 Circuito de disparos sincronizados para módulo 1.....	148
Figura 3-13 Circuito de disparos sincronizados para módulo 2.....	149
Figura 3-14 Red Snnuber RCD.....	150

Figura 3-15 Red Snnuber RCD. Protección para cada IGBT.....	152
Figura 3-16 Modelo térmico básico.....	153
Figura 3-17 Circuito térmico para 2 fuentes de calor.....	155
Figura 3-18 Disipador de potencia.....	156
Figura 3-19 Esquema del transformador monofásico.....	158
Figura 3-20 Configuración de los transformadores de potencia.....	159
Figura 3-21 Contenido armónico de la tensión en un inversor de onda cuadrada.....	160
Figura 3-22 Modulación de ancho de pulso. Funcionamiento en una rama del inversor.....	162
Figura 3-23 Modulación senoidal modificada del ancho de pulso.....	163
Figura 3-24 Inversor trifásico con modulación SPWM.....	164
Figura 3-25 Comparación de la señal portadora (triangular) con las moduladoras (senoidales).....	166
Figura 3-26 Señal SPWM para el disparo de las compuertas de los dispositivos de potencia.....	169
Figura 3-27 Comparación MSPWM.....	169
Figura 3-28 Señales MSPWM. Para cada semipunto.....	172
Figura 3-29 Señales MSPWM. Fases R, S y T.....	172
Figura 3-30 PIC 18F252. Circuito generador MSPWM; control de disparo...	173
Figura 3-31 Protección de transientes para los microcontroladores PIC.....	176
Figura 3-32 Esquema general de un inversor con filtro y armónicos a eliminar por el mismo.....	177
Figura 3-33 Filtro LC de segunda orden.....	178
Figura 3-34 Efecto del valor Q en una respuesta de segundo orden.....	179
Figura 3-35 Análisis armónico simulada para la señal de salida del inversor sin filtrado.....	180
Figura 3-36 Filtro LC pasa bajo. Inductancia del transformador.....	180
Figura 3-37 Muestra de las señales PWM y la fundamental.....	181
Figura 3-38 Análisis de armónico simulado de la señal de salida del inversor con filtro LC.....	181
Figura 3-39 Circuito de medición de corriente.....	182
Figura 3-40 Circuito de protección cortocircuito. Fase R.....	183
Figura 3-41 Circuito de protección cortocircuito. Fase S.....	184

Figura 3-42 Circuito de protección cortocircuito. Fase T.....	185
Figura 3-43 Circuito de adaptación de señal de voltaje de salida. Fases R, S, T..	188
Figura 3-44 Fuente 5Vdc para el control principal del inversor.....	189
Figura 3-45 PIC16F819. Captación de señales de protecciones y regulador de voltaje.....	189
Figura 3-46 Diagrama de bloques. Inversor Trifásico.....	191
Figura 3-47 Circuito de adaptación del voltaje de lectura.....	195
Figura 3-48 Visualización del voltaje de la batería.....	196
Figura 3-49 Indicadores de nivel de voltaje de la batería.....	196
Figura 3-50 IGBT 1MBI300F-060 300A / 600V.....	197
Figura 3-51 Etapa de potencia on-off.....	197
Figura 3-52 Salida de voltaje para la ventilación.....	199
Figura 3-53 Fuente 5 Vdc para el control de regulador de carga.....	199
Figura 3-54 Entradas y salidas del microcontrolador PIC16F870.....	199
Figura 3-55 Diagrama de bloque. Regulador de carga.....	203
Figura 3-56 Sensor falta de fase “sistema emergente”.....	204
Figura 3-57 Sensor falta de fase “sistema foltovoltaico”.....	205
Figura 3-58 Indicadores de presencia de sistemas.....	205
Figura 3-59 Selección de prioridad de sistemas.....	206
Figura 3-60 Salida de control SFV, Sistema Emergente y Carga.....	206
Figura 3-61 Diagrama unifilar de los contactos de la transferencia automática...	207
Figura 3-62 Indicadores de trabajo del sistema operativo.....	207
Figura 3-63 PIC16F628A. Entradas y salidas de control.....	207
Figura 3-64 Diagrama de bloque. Transferencia automática.....	211
Figura 3-65 Diseño estructural del seguidor solar.....	213
Figura 3-66 Mosfet IRF2807 82A/75V.....	214
Figura 3-67 Circuito de potencia. Motor angular.....	215
Figura 3-68 Circuito de potencia. Motor acimutal.....	218
Figura 3-69 Disposición en la estructura de los sensores de captación de luz...	220
Figura 3-70 Circuito electrónico de los sensores.....	220
Figura 3-71 Instalación de los sensores.....	221
Figura 3-72 Captación de luz a los sensores.....	222
Figura 3-73 Captación equilibrada de luz en los sensores.....	222
Figura 3-74 Instalación del sensor de restricción cenital.....	223

Figura 3-75	Circuito del sensor auxiliar. Restricción cenital.....	224
Figura 3-76	Fuentes 5Vdc para el circuito de control del seguidor solar.....	224
Figura 3-77	PIC16F819. Entradas y salidas de control del seguidor solar.....	224
Figura 3-78	Diagrama de bloque. Seguidor solar.....	227
Figura 3-79	Visualizador LCD gráfico.....	228
Figura 3-80	Reloj de tiempo real RTC ds1307.....	228
Figura 3-81	Indicadores de trabajo de la tarjeta de control y de la RTC.....	229
Figura 3-82	Control del visualizador microcontrolador PIC18F252.....	229
Figura 3-83	Resistencias de pull ups para el control digital.....	229
Figura 3-84	Entradas y salidas del control digital.....	230
Figura 3-85	Fuente de 5Vdc general de la tarjeta de visualización.....	230
Figura 3-86	Diagrama de bloque del visualizador.....	239
Figura 3-87	Tarjeta de control y de protección del inversor trifásico.....	242
Figura 3-88	Entradas y salidas de la tarjeta de control del inversor trifásico...	243
Figura 3-89	Semipunto formado por mosfet de canal N y P.....	243
Figura 3-90	Circuito de Potencia del inversor trifásico de 100W. Fase R.....	246
Figura 3-91	Tarjeta de Potencia. Inversor monofásico fase R.....	248
Figura 3-92	Programa para el cálculo de transformadores.....	251
Figura 3-93	Resultado del cálculo del transformador.....	251
Figura 3-94	Sección de las chapas del transformador.....	252
Figura 3-95	Bobinado del transformador.....	252
Figura 3-96	Datos para el diseño del transformador.....	252
Figura 3-97	Circuito de filtrado.....	253
Figura 3-98	Tarjeta de filtrado de la fundamental.....	253
Figura 3-99	Circuito de potencia del regulador de carga de 100W.....	254
Figura 3-100	Tarjeta electrónica del Regulador de carga de 100W.....	255
Figura 3-101	Tarjeta electrónica de la Transferencia automática.....	256
Figura 3-102	Estructura del seguidor Solar de 100W.....	257
Figura 3-103	Posicionamiento de los sensores auxiliares para el movimiento...	258
Figura 3-104	Tarjeta electrónica para los sensores auxiliares.....	258
Figura 3-105	Sensores de capacitación de luz.....	259
Figura 3-106	Puente H. Seguidor solar.....	260
Figura 3-107	Tarjeta de Control del Seguidor solar 100W.....	261
Figura 3-108	Tarjeta del Visualizador general.....	262

CAPÍTULO IV: RESULTADOS OBTENIDOS

Figura 4-1 Tarjeta de Control trifásico MSPWM y protecciones.....	268
Figura 4-2 Tarjeta de Potencia del Inversor Trifásico, fase T.....	269
Figura 4-3 Transformadores monofásicos de 100 VA, etapa de elevadora de Potencia.....	269
Figura 4-4 Tarjeta de filtros trifásicos, etapa de Potencia.....	269
Figura 4-5 Tarjeta de control del Regulador de Carga de 100W.....	270
Figura 4-6 Tarjeta de control de la Transferencia automática.....	270
Figura 4-7 Transferencia automática, etapa de fuerza y protecciones de los equipos.....	271
Figura 4-8 Tarjeta electrónica del Visualizador General.....	271
Figura 4-9 Tarjeta electrónica del Seguidor Solar.....	271
Figura 4-10 Tablero de control, del sistema fotovoltaico.....	272
Figura 4-11 Tablero de control, vista interior.....	273
Figura 4-12 Tablero de control, disposición interna de las tarjetas electrónicas.....	273
Figura 4-13 Tablero de control, disposición de los medidores y visualización del sistema fotovoltaico.....	274
Figura 4-14 Caja de control del seguidor solar.....	274
Figura 4-15 Seguidor Solar en 2 ejes (a).....	275
Figura 4-16 Seguidor Solar en 2 ejes (b).....	275
Figura 4-17 Sistema fotovoltaico de 100W apagado.....	276
Figura 4-18 Sistema fotovoltaico de 100W encendido sin carga.....	276
Figura 4-19 Sistema fotovoltaico de 100W encendido con carga.....	277
Figura 4- 20 Señal trifásica del inversor trifásico sin carga.....	277
Figura 4- 21 Señal trifásica del inversor a plena carga (luminaria fluorescente)..	278
Figura 4- 22 Análisis de armónicos de la señal monofásica sin carga. Fase R..	279
Figura 4- 23 Análisis de armónicos de la señal monofásica a plena carga. Fase R.....	280
Figura 4- 24 Análisis de armónicos de la señal monofásica con carga inductiva (motor monofásico). Fase R.....	281
Figura 4- 25 Indicadores externos del tablero de control.....	385
Figura 4- 26 Indicadores internos del tablero de control.....	386

Figura 4-27	Entradas y Salidas del Regulador de Carga.....	387
Figura 4-28	Indicadores de la Transferencia automática.....	388
Figura 4-29	Indicadores del Regulador de Carga.....	289
Figura 4-30	Indicadores del Control del Inversor.....	291
Figura 4-31	Indicadores de la tarjeta de potencia del Inversor.....	292
Figura 4-32	Indicadores de la tarjeta de filtro del Inversor.....	292
Figura 4-33	Indicadores de la tarjeta de visualización.....	293
Figura 4-34	Indicadores del control del seguidor solar.....	294
Figura 4-35	Medición del medio ambiente, distancia 5 cm.....	295
Figura 4-36	Circulación de aire del tablero.....	296
Figura 4-37	Conexión del tablero.....	297
Figura 4-38	Conexión del inversor.....	297
Figura 4-39	Salidas indicadoras de sistemas.....	298
Figura 4-40	Salidas indicadoras de nivel de batería.....	298
Figura 4-41	Salidas de visualización general.....	299
Figura 4-42	Conexión control-potencia del inversor.....	299
Figura 4-43	Conexión tarjetas de potencia del inversor con los transformadores.....	300
Figura 4-44	Conexión transformadores con el control del inversor.....	300
Figura 4-45	Conexión bidireccional del control del inversor con los filtros.....	301
Figura 4-46	Entrada del sistema emergente.....	301
Figura 4-47	Salidas del sistema energético.....	302

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Tabla 1-1	Declinación solar mensual.....	15
Tabla 1-2	Pérdidas de energía por desvío de azimut.....	19
Tabla 1-3	Irradiaciones mensuales para distintas inclinaciones.....	21
Tabla 1-4	Especificaciones de un módulo solar de 85 W.....	25
Tabla 1-5	PD y Número de ciclos para dos Baterías Solares.....	27

Tabla 1-6 Variación de la Capacidad con la Temperatura.....	29
Tabla 1-7 Rendimiento del inversor.....	41

CAPÍTULO II: ESTUDIO DEL SISTEMA

Tabla 2-1 Promedio de radiación solar en el territorio ecuatoriano.....	49
Tabla 2-2 Cobertura solar de utilización de la instalación.....	52
Tabla 2-3 Costo de banco de baterías de distintos tipos.....	57
Tabla 2-4 Parámetros característicos del inversor a diseñarse.....	61
Tabla 2-5 Protecciones del sistema.....	66
Tabla 2-6 Comparación técnica del panel solar policristalino (Kyocera) a distintas potencias.....	68
Tabla 2-7 Comparación económica del panel solar policristalino (Kyocera) a distintas potencias.....	68
Tabla 2-8 Especificaciones técnicas del panel solar KD215GX-LFBS.....	69
Tabla 2-9 Costo del prototipo de inversor trifásico de 5KW.....	80
Tabla 2-10 Costo del prototipo de regulador de carga de 5KW.....	81
Tabla 2-11 Costo del generador solar fotovoltaico de 5KW con seguidor solar en dos ejes.....	81
Tabla 2-12 Costo de la transferencia automática de 5KW.....	81
Tabla 2-13 Costo del filtro trifásico para el inversor.....	82
Tabla 2-14 Costo del visualizador general.....	82
Tabla 2-15 Costo del tablero de control y acondicionamiento del mismo.....	82
Tabla 2-16 Costo de instalación.....	82
Tabla 2-17 Costo total de implementación del sistema FV de 5KW.....	83
Tabla 2-18 Cuadro comparativo de costos.....	87
Tabla 2-19 Aplicaciones de los recubrimientos cerámicos obtenidos por CVD.....	115
Tabla 2-20 Parámetros de crecimiento y resultados experimentales de la películas delgadas de CIS.....	120
Tabla 2-21 Emisiones generadas por KWh en una central técnica.....	129
Tabla 2-22 Emisiones generadas por barril de combustible.....	129
Tabla 2-23 Reducción anual de emisiones por parte de nuestro	

sistema FV de 5KW.....	130
------------------------	-----

CAPÍTULO III: DISEÑO ELECTRÓNICO

Tabla 3-1 Configuración lógica de prioridad de sistemas.....	205
---	-----

Tabla 3-2 Cobertura solar de utilización de la instalación de 100W.....	242
--	-----

RESUMEN

La energía solar fotovoltaica es una forma limpia de producción de energía eléctrica. La investigación y el desarrollo tecnológico que se realiza en este proyecto de tesis, posibilitan una introducción cada vez mayor de esta tecnología en la producción de energía eléctrica en el mundo como complemento de las fuentes de generación de energía convencionales.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son un conjunto de elementos interconectados entre sí con el fin de proporcionar energía eléctrica a una determinada carga, siendo los módulos fotovoltaicos los de mayor importancia al instante de elegirlos por su rendimiento, debido, a que son la clave para que el sistema de generación eléctrica funcione; por lo tanto se presenta la tecnología de fabricación de celdas fotovoltaicas factibles de fabricarse en ambientes industriales. La tecnología más idónea para la fabricación de celdas fotovoltaicas es la basada en silicio, el cual es el material más abundante en la tierra; sin embargo, requiere ser sometido a un proceso de refinación y crecimiento de grandes cristales (mono o poli cristalinos), que a su vez se cortan en obleas delgadas de 0,3 mm, las cuales son el material base en la fabricación de celdas fotovoltaicas. La refinación del silicio es costosa y altamente demandante de energía, de hecho, durante el proceso de cortado se desperdicia mucho material, cerca del 20% en forma de polvillo. Además, es muy costoso reutilizar este residuo por lo que existen métodos especializados para evitar este desperdicio, sin embargo, países desarrollados siguen investigando métodos que reduzcan al máximo este desperdicio de material. No obstante, hoy en día las celdas fotovoltaicas de silicio son las que dominan el mercado, contabilizando alrededor del 90% de los módulos que se fabrican en el mundo.

Las instalaciones fotovoltaicas dependen de múltiples factores que determinarán el mejor o peor aprovechamiento de la energía solar incidente o, lo que es lo mismo, el rendimiento del sistema. Para esto se establece una forma simplificada de cálculo del número de paneles solares necesarios para la potencia de 5000 Watios requeridos en el proyecto, donde intervienen como punto principal la radiación solar promedio del lugar de instalación (Pichincha para nuestro caso), el nivel de voltaje y la potencia del panel a utilizarse, se muestra detallado bajo el criterio de factibilidad técnica y económica para obtener la mejor opción.

El número de baterías dependerá de la energía consumida por la carga y los días de autonomía dado para el sistema; es decir, días en los que el generador no pueda entregar su potencia máxima debido a la baja incidencia de los rayos solares, en la que la radiación difusa sea predominante ante la radiación directa causado por nubosidades o lluvias prolongadas. Éste tipo de batería deberá tener un rendimiento alto para su uso, por lo que se recomienda que sean AGM (Aggregated Glass Mat) o VRLA (Gel battery, Pb-ácido regulada por válvula), éstas garantizan alta confiabilidad para el sistemas por ser de tecnología sellada, no producen emanaciones de gases corrosivos; lo que las hace óptimas para coexistir con equipamiento electrónico, generando un gran ahorro económico por reducción de área ocupada, eliminación de salas especiales y reducción drástica de horas de mantenimiento.

Un diseño eficiente deberá optimizar cada parámetro para conseguir la mayor cantidad posible de energía que, al final, es lo que reporta los beneficios. Para cumplir con este objetivo se desarrolló un sencillo sistema de seguimiento solar en dos ejes para mejorar la eficiencia del generador fotovoltaico, el mismo nos permite aprovechar la radiación directa del sol en todo momento del día.

Este seguidor solar sienta sus bases en la posibilidad de mejorar los sistemas fotovoltaicos estáticos ya instalados, con una baja inversión que sólo se justifica con un sistema no complejo, de bajo costo y posible de reproducir en cualquier lugar.

Como el costo de utilizar la energía solar no es más que el costo de comprar, instalar y mantener adecuadamente el sistema fotovoltaico; se propone diseños electrónicos probados de los equipos intervinientes en el sistema fotovoltaico como son: inversor, regulador de carga y una transferencia automática que garantiza la continuidad del servicio por falla alguna del sistema fotovoltaico. Esta nueva tecnología está basada en la electrónica de potencia que es utilizada cada vez más en diferentes aplicaciones, su tarea consiste en procesar y controlar el flujo de la energía eléctrica por medio del suministro de voltajes y corrientes en una forma óptima que pueda ser aprovechada por las diferentes cargas.

Dentro de la electrónica de potencia ubicaremos nuestro trabajo en el convertidor CC/AC cuya magnitud y frecuencia en el lado de AC es la misma de la red eléctrica convencional. Este proceso se lo realiza con tres convertidores monofásicos que

tienen características de alto rendimiento, alta densidad de potencia, bajo costo y alta calidad de la tensión y corriente en sus terminales de salida; formando de esta manera una red trifásica perfectamente desfasada 120° entre sí.

Para demostración del rendimiento y de la fiabilidad de los equipos diseñados se muestra un prototipo experimental de sistema fotovoltaico de 100W, equipado con un seguidor solar en dos ejes y un tablero de control que contiene: un inversor trifásico de onda senoidal con una distorsión armónica total del 10,2%, un regulador de carga y una transferencia automática. Éste sistema cuenta con las protecciones y visualizaciones necesarias para evitar daños irreversibles a los equipos.

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable de energía, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y es menos perjudicial para el ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc) y los derivados de su generación (excavaciones, minas, canteras, etc).

La generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero. Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso por ejemplo de los Espacios Naturales Protegidos.

Se comprueba la factibilidad técnica y económica del sistema en cuestión, resultando que los sistemas fotovoltaicos no sólo resultan rentables en lugares alejados de la red convencional, sino que; si tomamos en cuenta el costo ambiental por toneladas de CO₂ que evitamos emanar al año por el consumo energético de nuestro sistema, la rentabilidad económica nos es plenamente favorable.

De acuerdo a las justificaciones, conclusiones y recomendaciones se ve la fortaleza de la propuesta en la contribución de mejorar, optimizar y desarrollar tecnológicamente las soluciones de energía eléctrica del país. En conclusión el sistema Fotovoltaico es una solución tecnológica libre de contaminantes, y a pesar del costo del sistema, es factible y competitiva con la red eléctrica convencional.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is a clean form of electricity production. The research and the technological development that is done in this thesis makes possible an introduction of this technology in the production of electrical energy in the world to complement the existing sources of conventional energy.

Stand-alone photovoltaic systems are a set of interconnected elements to provide power to a given load, the relevant photovoltaic modules are choosing for their performance, because, they are the key to the power generation system works and therefore presents the technology for manufacturing photovoltaic cells in industrial environments. Most solar modules are currently produced from silicon cells. Silicon is the most abundant material on earth, however, required to undergo a refining process by growing a large crystal (monocrystalline or multicrystalline) and then cutting it into this slices which are 0.3 mm thick, this slices are the base material of photovoltaic solar cells. Traditional production of silicon is expensive and highly demanding of energy, in fact, during the cutting process lot of material is wasted, near the 20% in the form of dust. It is also very expensive to recycle this residue, but there are specialized methods to prevent this waste, developed countries continue to investigate ways that minimize the waste of material. However, today's silicon solar cells are dominating the market, accounting for about 90% of the modules that are manufactured in the world.

Photovoltaic systems depend on many factors that will determine the best or worst use of solar energy incident or, what is the same, the system performance. For measuring this parameters, a simple way of estimate the number of solar panels needed for the power of 5000 watts required in this project, which involved as the main point average solar radiation of the installation (Pichincha in our case), the voltage level panel and power used, is shown under the criteria detailed technical and economic feasibility for the best option.

The number of batteries will depends on the energy consumed by the load and the days of autonomy given to the system, the days on which the generator can't deliver its maximum power due to the low incidence of solar rays, which diffuse radiation is predominant to direct radiation or cloudiness caused by prolonged rains. This type of battery should have high throughput for use, so it's recommended to use AGM

(Aggregated Glass Mat) and VRLA (Gel battery, Pb-acid valve regulated), they will ensure high reliability for the system because they are sealed technology, they can't be spilled, do not need periodic watering, and emit no corrosive fumes, making them ideal to coexist with electronic equipment, generating great cost savings by reduction of occupied area, elimination of special rooms and drastic reduction of maintenance hours.

An efficient design should optimize each parameter to achieve the greatest possible amount of energy that, ultimately, is what brings the benefits. To achieve this objective we developed a simple system of two-axis solar tracking to improve the efficiency of the photovoltaic generator, it allows us to get the direct sunlight at all day.

This solar tracker was develop for improving static photovoltaic systems already installed; it is a non-complex structure, low cost and has the potential to be install anywhere.

Since solar energy doesn't cost more than electricity generation, install and properly maintain the Photovoltaic system, that includes proven electronic design teams involved in the photovoltaic system as: inverter, charge controller and an automatic transfer to ensure continuity of service for some of the photovoltaic system failure. This new technology is based on power electronics which is increasingly used in many applications, to process and control the workflow of electric energy by supplying voltages and currents in an optimal way can be used by different loads.

In this project Electronic device DC-AC inverter, the AC has the same magnitude and frequency as the conventional electricity grid. This process is done with three single-phase converters, characteristics of high performance, high power density, low cost and high quality at output terminals voltage and current, the three single phase converters are forming a perfect three-phase 120° out of phase with each other.

To demonstrate the performance and reliability the equipment designed is an experimental prototype 100W photovoltaic system, with a two-axis solar tracker and a control panel that contains a three-phase sine wave inverter with a total harmonic distortion of 10,2%, a charge controller and an automatic transfer. This system has

the protections to prevent and necessary screens to show irreversible damage to the equipment.

Photovoltaic solar energy as other renewable energies are an inexhaustible source of energy, contributes to national energy self-sufficiency and it's less harmful to the environment, avoiding the effects of direct use (air pollution, waste, etc.)

Solar electricity power plants and personal solar panels produce zero emissions and make no adverse mark on the environment. In addition, photovoltaic systems are the best solution for those places that needed to provide power while preserving the environmental conditions that is the case of the National Parks.

The technical and economic feasibility of the system in question, are not only profitable in remote locations far from the conventional network, but, also we avoid tons of CO₂ per year that are released into the atmosphere, the economic returns are fully favorable.

According to the justifications, conclusions and recommendations this thesis proposal's will help to improve, to optimize and develop with technology solutions for the country's electricity. In conclusion, the photovoltaic system is a technological solution free of polluting agents, and despite the cost of the system is feasible and competitive with conventional electricity grid.

CAPITULO I: Fundamentos teóricos

1.1. Energía Solar Fotovoltaica

1.1.1. Energía Solar

La energía solar es la energía que emite el Sol, que corresponde a una radiación electromagnética formada por un conjunto de longitudes de onda, en que su velocidad de propagación es unos $3 \times 10^8 \text{ m/s}$. El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión (por ejemplo: dos átomos de hidrógeno que producen helio...) que se llevan a cabo en su núcleo. La generación de energía proviene, por tanto, de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la ecuación de Einstein, $E = mc^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m; c es la velocidad de la luz.

La energía solar, como recurso energético terrestre, está constituida simplemente por la porción de la radiación que emite el Sol y que es interceptada por la Tierra.

1.1.2. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una forma de energía obtenida del sol a través de paneles fotovoltaicos. Bajo la denominación “FOTOVOLTAICO” se engloban el conjunto de las tecnologías que permiten la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico llamado “CÉLULA SOLAR”.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el físico francés Edmund Becquerel en 1839¹. Sin embargo, y a pesar de lo que esta temprana fecha pudiera indicar, la tecnología fotovoltaica es muy reciente en nuestra historia. El primer dispositivo que puede ser propiamente llamado célula solar fue una célula de selenio con una eficiencia del 1% fabricada en 1941. La Western Electric comercializó, por primera vez, células solares en el año 1955.

Estos paneles fotovoltaicos están constituidos por semiconductores, diodos, que se excitan al recibir la radiación solar en forma de fotones y generan una diferencia de potencial entre sus terminales. Un diodo genera una diferencia de potencial tan

¹ BOOKRAGS, Becquerel Alexandre Edmond (1820–1891), 3-julio-2010, www.bookrags.com/research/becquerel-alexandre-edmond-1820-189-mee-01/

pequeña que para conseguir tensiones de varios voltios hay que conectar en serie muchos de estos fotodiodos.

La energía fotovoltaica era, al menos, 50 veces más cara que cualquier otra forma convencional de energía lo que, naturalmente, mantenía a las células solares totalmente alejadas del mercado terrestre. En esos años, la tecnología fotovoltaica estaba fuertemente ligada a la carrera espacial. El primer satélite solar fue el Vanguard I, lanzado en 1958, y que disponía de un módulo fotovoltaico para alimentar un transmisor de 5 miliwatios².

A partir de lo que se podría llamar primera célula que se fabricó con selenio, los avances más grandes desde la década de los 50 se han hecho en fabricación de células de silicio y en la actualidad en células que combinan varios semiconductores conectados formando un tándem (células multiunión).

1.1.2.1. Células Fotovoltaicas

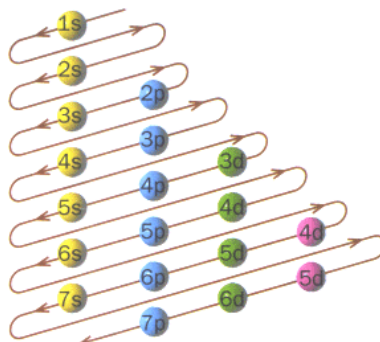
Las células solares modernas están fabricadas de unos materiales con propiedades electrónicas específicas denominados semiconductores. Las células solares funcionan gracias a algunas de esas propiedades.

1.1.2.1.1. Estructura de bandas: Electrones y huecos

Según la teoría atómica se sabe que los electrones que se encuentran orbitando alrededor del núcleo atómico no pueden tener cualquier energía, sino solamente unos valores determinados llamados niveles energéticos. En otras palabras, y de acuerdo con el modelo de Böhr, la configuración electrónica nos indica en qué niveles y subniveles de energía se encuentran los electrones de un átomo. Los niveles de energía son 1, 2, 3, 4, 5... y los subniveles: s (con 2 electrones como máximo), p (con 6 electrones como máximo), d (con 10 electrones como máximo) y f (con 14 electrones como máximo).

² ENCICLOPEDIA ASTRONAUTICA, Vanguard 1, 3-julio-2010, www.astronautix.com/craft/vanguard1.htm

El diagrama de Moeller es una regla muy simple y útil para recordar el orden de llenado de los diferentes niveles y subniveles de energía del átomo. Sólo hay que seguir el orden marcado por las flechas en la figura 1-1:



Fuente: s/a

Figura 1-1 Diagrama de Moeller³

Así la configuración electrónica se representaría de la siguiente forma: $1s^2$ Donde:

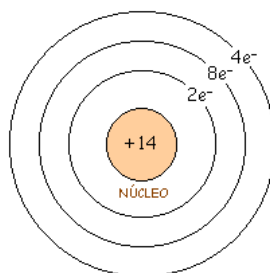
1: nivel

s: subnivel

2: número de electrones

Las propiedades químicas de los elementos están determinadas en buena parte por el número de electrones que tienen los materiales en su última capa o capa de valencia y por cuantos electrones faltan para completarla.

Las células utilizadas son de silicio de número atómico 14, que tiene cuatro electrones en su última capa y le faltan otros cuatro para completarla.



Si 14: $1s^2, 2s^2, 2p^6, 3s^2, 3p^2$

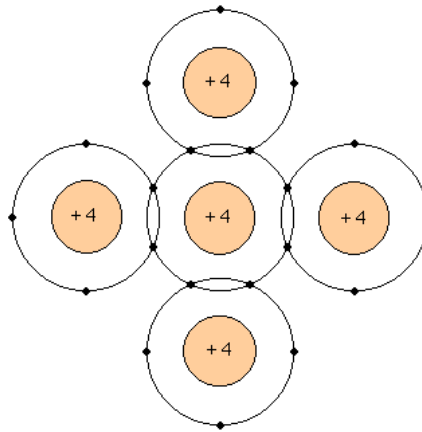
Fuente: Electrónica Fácil

Figura 1-2 Estructura electrónica del Silicio⁴

³s/a, Niveles energéticos y configuración electrónica, 11-julio-2010, www.gobiernodecanarias.org/educacion/3/Usrn/lentiscal/1-CDQuimica-TIC/applets/configuracionelectronica-1/teoria-confelec.htm

1.1.2.1.1. Cristales de silicio

Al combinarse los átomos de Silicio para formar un sólido comparten los electrones de las últimas capas con los átomos vecinos, lo hacen formando una estructura ordenada llamada cristal. Esto se debe a los enlaces covalentes (figura 1-3), que son las uniones entre átomos que se hacen compartiendo electrones adyacentes de tal forma que se crea un equilibrio de fuerzas, muy estables y fuertes, que mantiene unidos los átomos de Silicio.



Fuente: Electrónica Fácil

Figura 1-3 Enlace covalente, cristal de Silicio⁵

Cada átomo de silicio comparte sus 4 electrones de valencia con los átomos vecinos, de tal manera que tiene 8 electrones en la órbita de valencia, como se ve en la figura 1-3.

La fuerza del enlace covalente es tan grande porque son 8 los electrones que quedan (aunque sean compartidos) con cada átomo, gracias a esta característica los enlaces covalentes son de una gran solidez.

Los 8 electrones de valencia se llaman electrones ligados por estar fuertemente unidos en los átomos.

El aumento de la temperatura hace que los átomos en un cristal de silicio vibren dentro de él, a mayor temperatura mayor será la vibración. Con lo que un electrón se

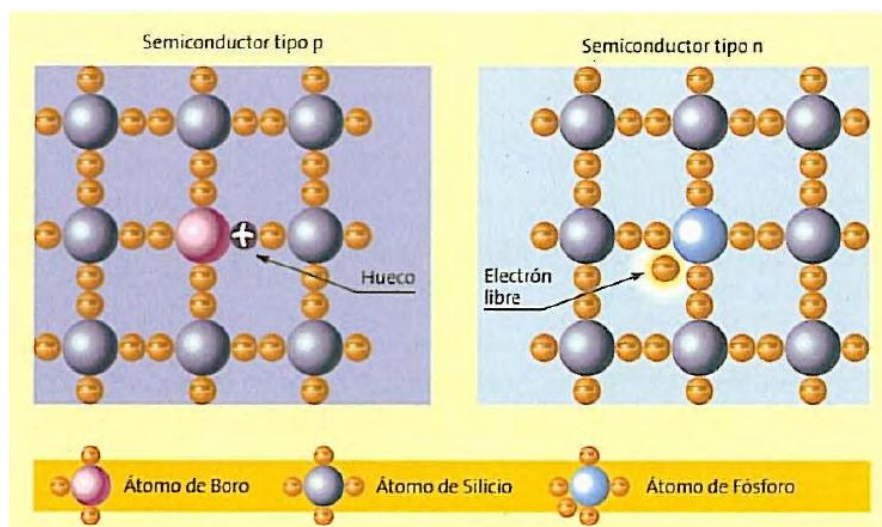
⁴ ELECTRÓNICA FÁCIL, Semiconductores, 4-julio-2010, www.electronicafacil.net/tutoriales/Curso-Electronica-Basica-2-entrega.php

⁵ Idem.

puede liberar de su órbita, lo que deja un hueco, que a su vez atraerá otro electrón, dando lugar a un sólido de estructura cristalina como se muestra en la figura 1-4.

Pues bien, de la misma forma que los electrones en un átomo no pueden tener cualquier energía, los electrones en un cristal tampoco pueden tomar cualquier energía.

Sin embargo, lo que antes, en el átomo, era un único nivel, ahora, son agrupaciones de niveles, muy juntos, llamadas bandas de energía. Y de la misma forma que los últimos niveles energéticos en un átomo definen las propiedades químicas del átomo, las últimas bandas de energía definen las propiedades electrónicas de un cristal. Las dos últimas bandas ocupadas (total o parcialmente por electrones) reciben el nombre de banda de conducción (para la más energética) y banda de valencia. Están separadas por una energía EG denominada energía del gap que desempeña un papel principal en esta teoría.



Fuente: BEMSKI, George, 1970

Figura 1-4 Estructura cristalina del semiconductor⁶

En general, a una temperatura dada, algunos electrones tendrán una energía suficiente para desligarse de los átomos. En el argot de la teoría de los semiconductores, a esos electrones libres se les denomina electrones propiamente y se les asocia con los niveles energéticos de la banda de conducción. A los enlaces que han dejado vacíos se les denomina huecos. Reciben un nombre especial porque

⁶ BEMSKI, George, Semiconductores. Instituto Venezolano de Investigación Científicas y Universidad de Venezuela, Carácas Venazuela. Washington, D.C., 1970

la teoría de los semiconductores demuestra que se comportan como si se tratase de partículas con carga positiva y, desde ese punto de vista, resulta más fácil abstraerse del formulismo de la mecánica cuántica para realizar razonamientos de carácter físico.

1.1.2.1.1.2. Propiedades de los semiconductores

Para explicar los mecanismos de conducción de la corriente eléctrica en un semiconductor hay que recurrir a las partículas positivas (huecos) y negativas (electrones) definidas anteriormente.

- En un conductor, la conducción de la corriente se puede explicar únicamente en base a electrones.
- En un conductor, su resistencia aumenta con la temperatura, en un semiconductor intrínseco disminuye.
- Cuando un semiconductor se ilumina con fotones con una energía mayor que la energía del gap⁷, su conductividad aumenta.

Las células solares están formadas por dos o más capas de semiconductores entre las cuales se crea un campo eléctrico suficiente como para separar las cargas de signo diferente y permitir la generación de corriente cuando reciben radiación luminosa.

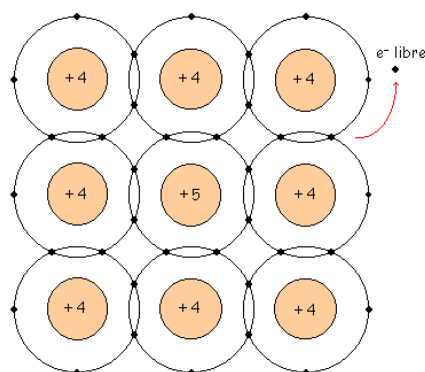
En las células fotovoltaicas lo más común es utilizar como elemento semiconductor el silicio (monocristalino, policristalino o amorfo) ver figura 1-7. Este silicio sufre un proceso tecnológico en el cual algunos de los átomos que constituyen la red cristalina se pueden cambiar por otros, llamados impurezas, que pueden ser de dos tipos:

1. donadoras, si en su última capa tienen un electrón más que los átomos que constituyen la red.
2. aceptoras, si tienen un electrón menos.

Cuando en el silicio se introducen impurezas donadoras de valencia 5 (Arsénico, Antimonio, Fósforo). Tenemos un cristal de Silicio dopado con átomos de valencia 5; éstas pueden perder el electrón fácilmente. Añadiendo un número de impurezas adecuado (mayor que la concentración intrínseca del conductor) es posible conseguir

⁷ Se explica mejor el concepto de “GAP” en el anexo A.

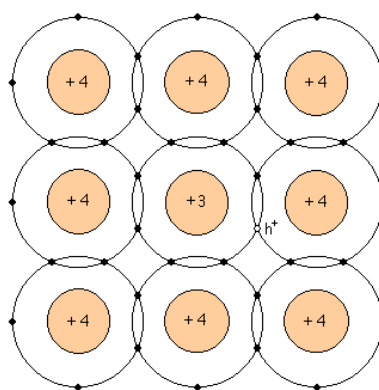
que el número de electrones en el semiconductor venga determinado por el número de impurezas y no por la concentración. Se dice que el semiconductor es extrínseco y, en este caso, de tipo n⁸.



Fuente: Electrónica Fácil

Figura 1-5 Estructura cristalina tipo N

De forma análoga, cuando en el semiconductor se introducen impurezas aceptoras valencia 3 (Aluminio, Boro, Galio). Tenemos un cristal de Silicio dopado con átomos de valencia 3; estas capturan un electrón fácilmente lo que origina la aparición de un hueco en la red. De nuevo, introduciendo en el semiconductor un número adecuado de impurezas (mayor que la concentración intrínseca) puede conseguirse que el número de huecos venga determinado por el número de impurezas. El semiconductor tiene, de nuevo, carácter extrínseco pero en esta ocasión se dice que es de tipo p.

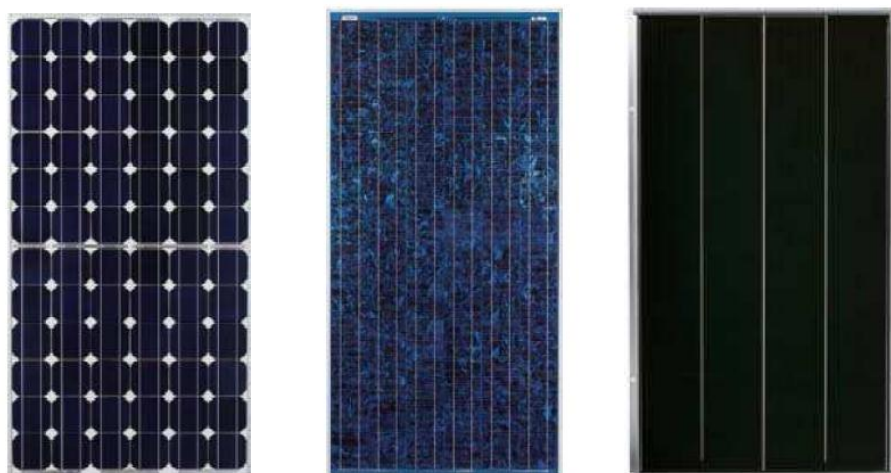


Fuente: Electrónica Fácil

Figura 1-6 Estructura cristalina tipo P

La unión de dos capas (unión pn), con los contactos eléctricos adecuados, constituye una célula fotovoltaica. Figura 1-7.

⁸ ELECTRÓNICA FÁCIL. Op. Cit.



Fuente: s/a

Figura 1-7 Módulos fotovoltaicos. a) Célula silicio monocristalino b) Célula silicio policristalino c) Célula silicio amorfo

1.1.2.1.2. Curvas Características de las Celdas Fotovoltaicas

En ellas se podrá observar el comportamiento tanto del voltaje como la corriente en un panel fotovoltaico.

La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (celda, módulo, sistema) se denomina curva de corriente vs tensión (curva I-V). La corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante en este rango (ver Figura 1-8.). Ambos parámetros de operación (I,V), están determinados por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectadas al mismo. La siguiente ecuación representa todos los pares de valores (I-V: corriente - voltaje) en que puede trabajar una célula fotovoltaica⁹.

$$I = I_{cc} \left(1 - e^{\frac{-e(V_{CA} - V)}{mKT}} \right) \quad \text{ec 1.1}$$

⁹ FUENZALIDA, J., Estudio y simulación de un inversor alimentado por paneles fotovoltaicos para ser aplicado a una motobomba en el uso de regadío. 2002, <http://lep.eie.ucv.cl/JaimeFuenzalida.pdf>

Donde:

I_{cc} : es la corriente de cortocircuito

V_{cA} : es la tensión de circuito abierto

V : es la tensión de operación del panel

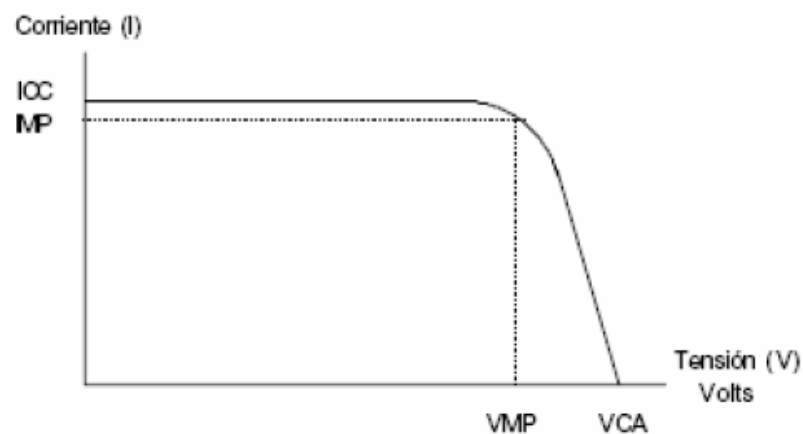
e : es la carga del electrón.

m : es un parámetro constructivo de la célula, normalmente = 1

K : es la constante de Boltzman.

T : temperatura en °K.

La característica I-V de una célula tendrá la siguiente forma:



Fuente: ARNO, Krenzinger, y otros

Figura 1-8 Curva característica I-V de una célula¹⁰

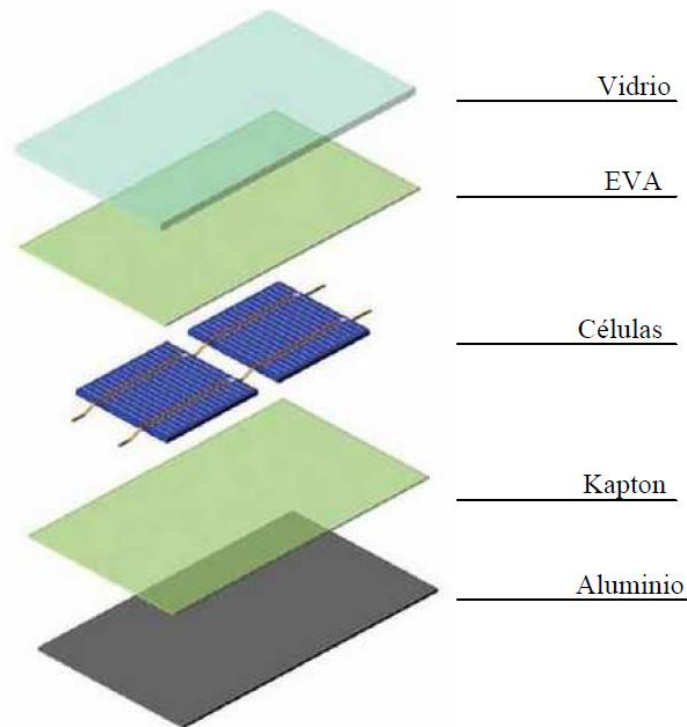
1.1.2.2. Módulos Fotovoltaicos

Una célula solar aislada proporciona una potencia reducida; con el fin de conseguir potencias útiles para aparatos de media potencia, hace falta unir un cierto número de células en serie, con lo cual se aumenta el valor de la corriente. Estas uniones de células fotovoltaicas constituyen la placa fotovoltaica (unidad fundamental de las instalaciones fotovoltaicas). Estas placas suelen contener un número de células de entre 20 y 60.

¹⁰ ARNO, Krenzinger, y otros, Energía Solar Fotovoltaica, Laboratorio de Energía Solar, UFRGS – Universidade Federal del Rio Grande del Sul, Av. Bento Gonçalves, 9500 Porto Alegre RS

Posteriormente, estas placas se conectan entre sí en serie y/o en paralelo con el fin de obtener el voltaje deseado (12, 24V,...).

Los elementos básicos que integran un módulo fotovoltaico son los siguientes, Figura 1-9.



Fuente: Los autores

Figura 1-9 Esquema de un módulo fotovoltaico

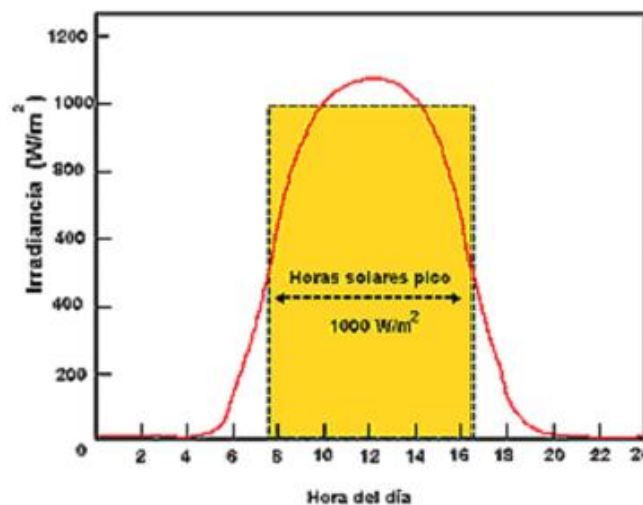
- a) Cubierta Exterior de Vidrio: Maximiza la transmisión de la Radiación Solar.
- b) Encapsulante de Silicona o Eva (Etilen -vinil-acetato): Protege al Panel ante la continua exposición al sol, sin alterar las condiciones de Radiación incidente.
- c) Celda Solar: Dispositivo encargado de transformar la energía solar en electricidad.
- d) Lámina o Protección Posterior (Kapton): Protege de los agentes meteorológicos.
- e) Marco Metálico de aluminio o acero inoxidable: Asegura una suficiente rigidez y permite la incorporación de los elementos de sujeción a la estructura del panel.
- f) Cableado y bornes de conexión: Transportan la energía y evitan puntos calientes.
- g) Orificio de fijación: Orificio libre de galvanizado (mejor conexión eléctrica).

1.2. Radiación Solar

Se refiere a la energía electromagnética que emana de los procesos de fusión del hidrógeno, contenido en el sol. La Radiación Solar (flujo, irradiancia o densidad de potencia solar), recogida fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar, su valor es de 1353 W/m^2 (Wattios/metros cuadrados), varía durante el año en un 3%, a causa de la elipticidad de la órbita terrestre¹¹.

Otro concepto de importancia es el de Horas Pico Solar o Día Solar Promedio (H.S.P.), definido como las horas de luz solar por día equivalente, que permiten una rápida evaluación de los rendimientos energéticos; se calculan en función de una irradiancia constante de 1 KW/m^2 (Potencia nominal de los paneles solares, Figura 1.10.) y a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{H.S.P.} = \text{Radiación diaria total (Wh/m}^2\text{/día)} / 1000 \text{ W/ m}^2 \quad \text{ec 1.2}$$



Fuente: Suárez Luis Enrique, 2008

Figura 1-10 Curva característica de la H.S.P.¹²

En otro orden de ideas, a la energía incidente por unidad de superficie en un determinado periodo de tiempo se le denomina Irradiación, se mide en Joule por

¹¹ WINKIPEDIA, Constante Solar, 10-diciembre-2010, http://es.wikipedia.org/wiki/Constante_solar

¹² SUÁREZ, Luis Enrique, Ingeniería conceptual para la electrificación de viviendas en zonas alejadas de los puntos de distribución mediante el uso de energías alternativas, Tesis de Pregrado, Universidad de los Andes, Mérida, Febrero 2008, p. 34

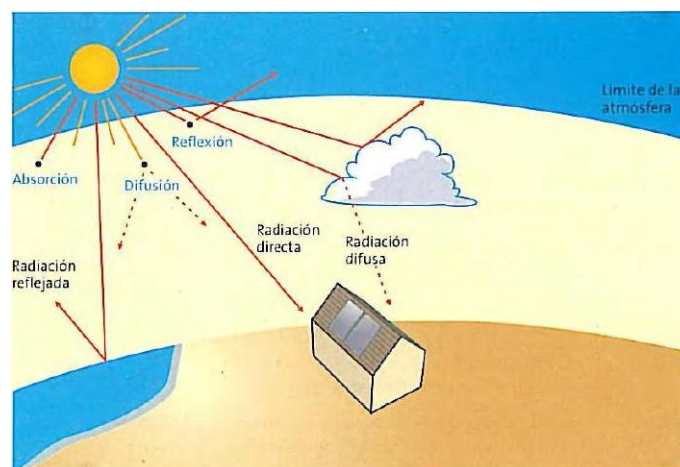
metro cuadrado (J/m^2), y aunque difiere físicamente de la Irradiancia, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora.

En condiciones óptimas de sol al mediodía y para un día despejado, el máximo valor medido ha sido de 1000 W/m^2 , aproximadamente.

La radiación solar, al atravesar la atmósfera terrestre, es en parte reflejada, difuminada y absorbida por el polvo y las moléculas de gases como el ozono (O_3), el anhídrido carbónico (CO_2), el vapor de agua entre otros. La magnitud de esta alteración de la radiación depende de la composición de la atmósfera y de la longitud del camino recorrido por los rayos del sol. La mayor parte de la radiación ultravioleta es absorbida por el ozono en la alta atmósfera, mientras que la región visible de onda corta es dispersada por las moléculas del aire, dándole al cielo su característico color azul. El vapor de agua de las capas bajas de la atmósfera es el causante de las características bandas de absorción en la región del infrarrojo cercano, fenómeno también producido en menor grado por el CO_2 .

La radiación solar puede ser directa o difusa (Figura 1-11). Mientras que la directa incide sobre cualquier superficie con un preciso ángulo de incidencia, la difusa cae en esa superficie con varios ángulos.

Cuando la radiación directa no incide sobre una superficie debido a la presencia de un obstáculo, el área en sombra no se encuentra completamente a oscuras gracias a la contribución de la radiación difusa. Esta observación tiene importancia técnica para los dispositivos fotovoltaicos, que pueden funcionar solamente con radiación difusa.



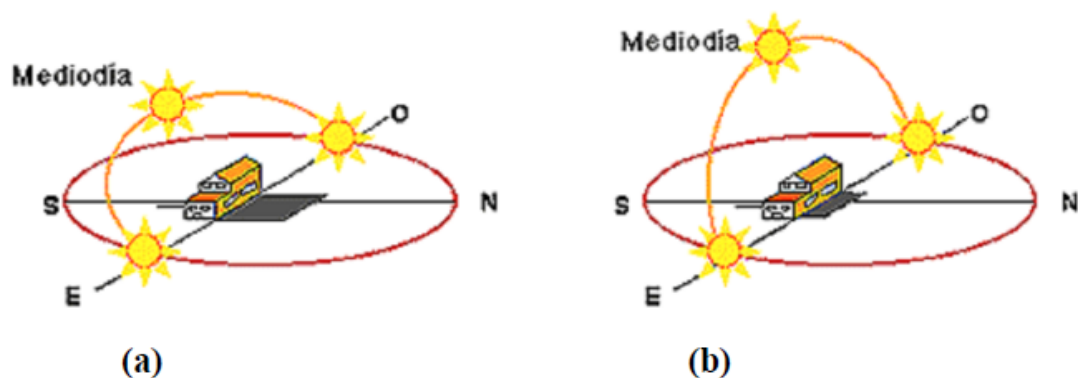
Fuente: Agencia Andaluza de la Energía, 2010

Figura 1-11 Irradiancia Directa, Difusa y Reflejada

Una superficie inclinada puede recibir radiación reflejada por el terreno, o por espejos de agua o por otras superficies horizontales como se muestra en la Figura 1-11, fenómeno conocido como albedo¹³.

Las proporciones de radiación directa, difusa y albedo recibida por una superficie dependen de:

- ✓ Las condiciones meteorológicas: en un día nublado la radiación es prácticamente difusa en su totalidad, mientras que en uno despejado con clima seco predomina la componente directa (hasta un 90% de la radiación total) Figura 1-12.
- ✓ La inclinación de la superficie respecto al plano horizontal, la radiación difusa es máxima, si no hay objetos a una altura superior a la de la superficie.
- ✓ La presencia de superficies reflectantes, las superficies claras son más reflectantes, de allí que la radiación reflejada sea mayor en invierno por efecto de la nieve, que en verano (absorción del terreno).



Fuente: Suárez Luis Enrique, 2008

Figura 1-12 Trayectoria Eclíptica del Sol. (a) Invierno; (b) Verano

La relación entre la radiación difusa o dispersa y la total, varía en función del lugar, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la reflejada, de allí que: la variación de la inclinación permita maximizar la energía recogida.

$$IT = ID + IS + R \quad \text{ec 1.3}$$

Donde:

¹³ SUÁREZ, Luis Enrique, Op. Cit., p. 35

IT= radiación solar total; ID= radiación directa

IS= radiación dispersa; R= albedo

1.2.1. Geometría Solar

El giro de la Tierra alrededor del Sol viene definido por dos movimientos diferentes que lleva a cabo al mismo tiempo.



Fuente: s/a, 2010

Figura 1-13 Movimiento de la tierra¹⁴

Rotación: A ritmo de una vuelta por día, es el giro que realiza la Tierra alrededor de un eje que pasa por los polos llamado “eje polar”.

Traslación: Giro anual de la Tierra de trayectoria elíptica en la que uno de los polos es el Sol. El plano que contiene esta órbita se llama “plano de la eclíptica”.

El eje polar y la normal al plano de la eclíptica forman un ángulo relativamente constante de 23,45° llamado “declinación solar” (ver Figura 1-13). Este ángulo varía estacionalmente entre +23,45° y -23,45° (Tabla 1-1).

¹⁴ s/a, Movimiento de la tierra, 2010, www.planetariochile.cl/universo/mov_tierra.htm

MES	Día del año	Declinación [°]
Enero	17	-20,84
Febrero	45	-13,32
Marzo	74	-2,4
Abril	105	9,46
Mayo	135	18,78
Junio	161	23,04
Julio	199	21,11
Agosto	230	13,28
Septiembre	261	1,97
Octubre	292	-9,84
Noviembre	322	-19,02
Diciembre	347	-23,12

Fuente: Pérez Esteban, 2008

Tabla 1-1 Declinación solar mensual¹⁵

Para una mejor visualización suele representarse una esfera con la Tierra como centro de este movimiento (Figura 1-14). Esta esfera se denomina “esfera celeste” y cada uno de sus puntos representa una dirección del cielo vista desde la Tierra.



Fuente: CIEMAT, 2008

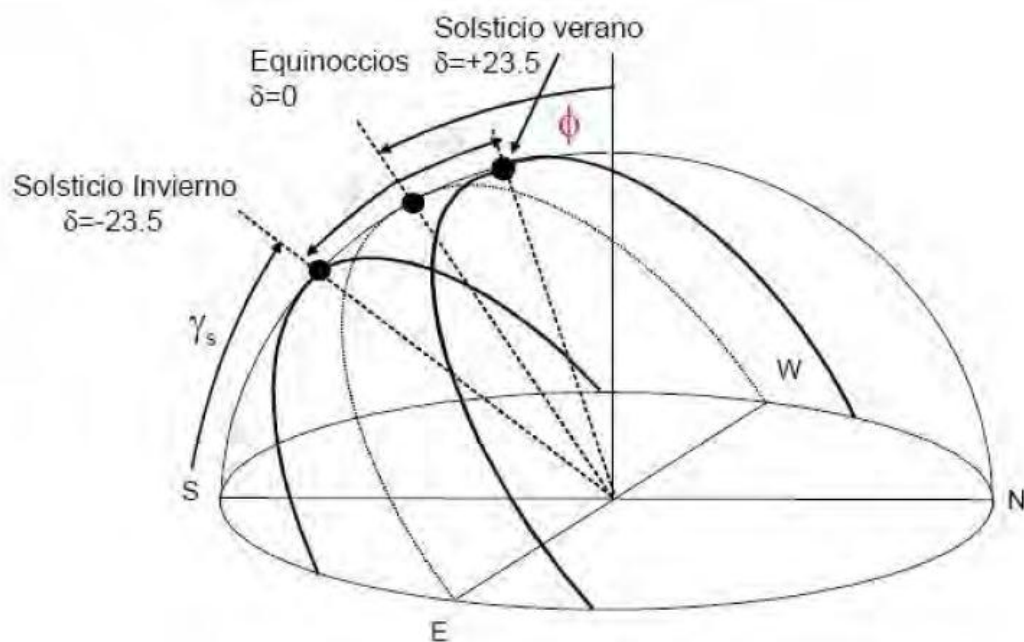
Figura 1-14 Esfera celeste

La declinación solar es nula en los equinoccios de primavera (22/23 de septiembre) y de otoño (20/21 de marzo). En estos días el Sol se encuentra en el ecuador, y la duración del día es igual a la de la noche en toda la Tierra, además, las posiciones de salida y de puesta del Sol coinciden con el Este y con el Oeste, respectivamente.

¹⁵ PÉREZ GONZÁLEZ, Esteban, Análisis de sensibilidad de parámetros característicos de un huerto fotovoltaico, Tesis de Pregrado, Universidad Técnica superior de Ingenieros en Minas, Junio 2008

En el solsticio de verano (21/22 de junio) la declinación es de $+23,45^\circ$ y el Sol se encuentra en el Trópico de Cáncer lo que en el hemisferio Norte se traduce en el día más largo y la noche más corta (Figura 1-15).

En el solsticio de invierno (21/22 de diciembre) la declinación es de $-23,45^\circ$ y el Sol se encuentra en el trópico de capricornio lo que se traduce en el hemisferio Norte en el día más corto y la noche más larga del año. En el hemisferio Sur ocurriría lo contrario.



Fuente: CIEMAT, 2008

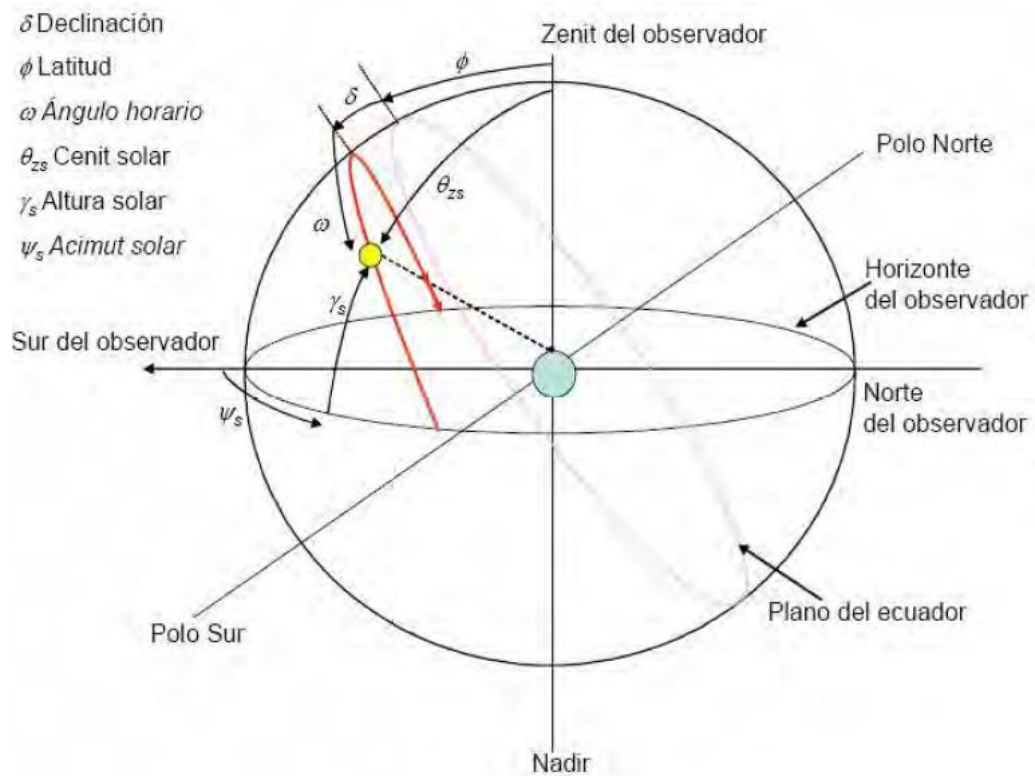
Figura 1-15 Declinación solar en los solsticios

1.2.1.1. Posicionamiento Solar Relativo

En el caso particular de las aplicaciones solares es necesario conocer la posición solar en cada instante para optimizar su rendimiento. Esta dependerá de la situación del lugar (latitud y longitud) así como de la posición del Sol en la esfera celeste. Para obtener esta posición relativa se usa un sistema de coordenadas esféricas, Figura 1-16.

En este sistema el origen está situado en la posición del receptor. El plano “x-y” es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. El eje “x” corresponde al eje Norte – Sur

y el “y” al Este – Oeste. La normal a este plano es el Cenit del observador o local (eje “z”). La dirección opuesta se denomina Nadir (Figura 1-16)¹⁶.



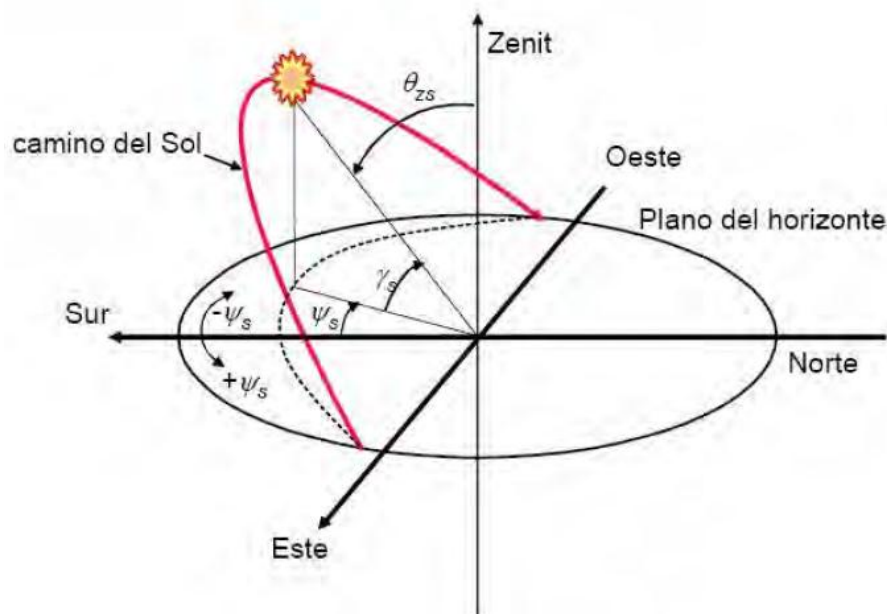
Fuente: CIEMAT, 2008

Figura 1-16 Posición solar

De esta manera, para una localización dada, la posición solar se puede determinar unívocamente mediante dos ángulos (Figura 1-17).

1. Distancia Cenital (θ_{zs}): Ángulo formado por el vector Sol – Tierra con el eje z o Cenit del observador. Su complementario es la altura solar (γ_s).
2. Ángulo Acimutal (Ψ_s): Ángulo que forma la proyección del vector Sol – Tierra sobre el plano xy con el eje x (eje N-S).

¹⁶ PÉREZ, Esteban, Op. Cit., p. 33

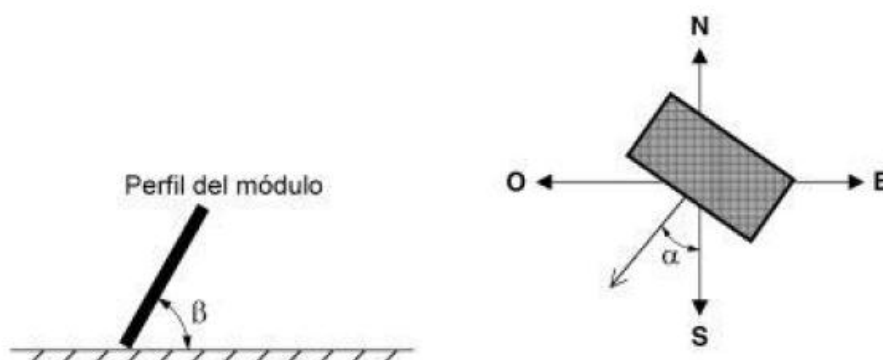


Fuente: CIEMAT, 2008

Figura 1-17 Ángulos solares

1.2.1.2. Pérdidas por Orientación e Inclinación¹⁷

La orientación e inclinación del plano de recepción de la irradiación en estructura fija es de vital importancia para optimizar la energía incidente sobre los módulos fotovoltaicos. Previamente hemos apuntado que la posición solar se define mediante dos ángulos. La orientación de la superficie de captación se definirá mediante dos ángulos fijos similares que denominaremos “ α ” y “ β ” (Figura 1-18).



Fuente: IDAE

Figura 1-18 Inclinación y orientación

¹⁷ PÉREZ, Esteban, Op. Cit., p. 35

Desglosando las pérdidas para cada giro tenemos:

1.2.1.2.1. Pérdidas por Orientación

El Acimut de nuestro diseño será el ángulo formado por la proyección de la normal de los módulos sobre el plano horizontal con el eje N-S. Un acimut de 0° corresponde a una instalación solar orientada al Sur que es lo ideal. Toda orientación diferente acarreará unas pérdidas de mayor o menor consideración en función de los grados que se desvíe del Sur (α).

En ocasiones la morfología y la orientación de la parcela de terreno pueden permitir un mejor aprovechamiento de la superficie disponible con un cierto desvío de los módulos con respecto al sur. Sin embargo habrá que tener en cuenta que (además de no optimizar la energía incidente) el sistema solar orientado, al Oeste perderá horas de sol por la mañana y tendrá más sombras por la tarde.

En la Tabla 1-2 se presentan las pérdidas de energía para distintos grados de desviación azimutal (ángulo α en Figura 1-18) en una instalación fija con $\beta = 30^\circ$ de inclinación.

AZIMUT	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°
E [MWh/año]	1528	1525	1519	1513	1505	1494	1481
H [kWh/m ²]	1874	1872	1868	1861	1853	1843	1831
Sombras [%]	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	3,0%	3,2%
PR [%]	77,0%	77,0%	76,8%	76,8%	76,7%	76,6%	76,4%
PÉRDIDAS	0,0%	0,2%	0,6%	1,0%	1,5%	2,2%	3,1%

Fuente: Pérez Esteban, 2008

Tabla 1-2 Pérdidas de energía por desvío de acimut¹⁸

Donde:

E: Energía anual [MWh/año]

Sombras: Pérdidas por sombras entre filas [%]

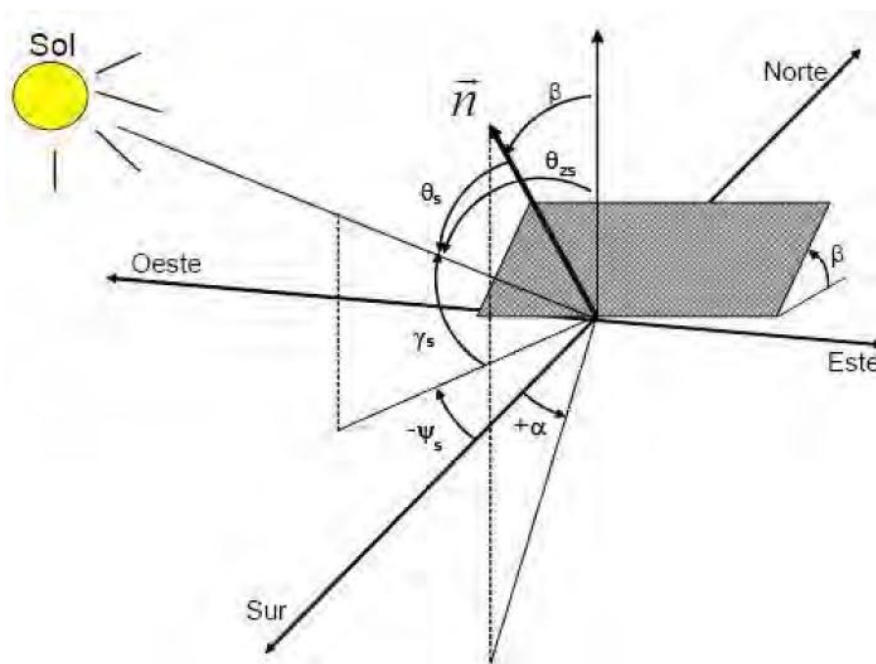
PR: Rendimiento de la instalación [%]

¹⁸ Análisis de sensibilidad de parámetros característicos de un huerto fotovoltaico, Pérez González Esteban, Universidad Técnica superior de Ingenieros en Minas, Junio 2008

Se observa como la irradiación incidente disminuye, así como el rendimiento de la instalación, principalmente a las pérdidas por sombras. Las cuales se han considerado lineales, es decir, proporcionales a la superficie sombreada. Sin embargo, estas no son exactamente lineales, pudiendo ser ligeramente superiores¹⁹.

1.2.1.2.2. Pérdidas por Inclinación

Para una instalación con estructura fija inclinada un ángulo β respecto a la horizontal (Figura 1-18), el Cenit de la superficie de captación (ángulo formado por la normal al plano de los módulos fotovoltaicos con el Cenit local o eje z) coincidirá con β . La diferencia entre el Cenit solar y el Cenit de la superficie de captación será el ángulo de incidencia solar (θ_s). Cuanto más perpendiculares incidan los rayos solares sobre la superficie de captación (menor ángulo de incidencia solar θ_s), mejor se aprovechará la irradiación. Así pues, una instalación óptima deberá minimizar el ángulo de incidencia.



Fuente: CIEMAT, 2008

Figura 1-19 Superficie inclinada

¹⁹ PÉREZ, Esteban, Op. Cit., p. 36

Como ya se apuntó previamente, el ángulo cenital es el complementario de la altura solar γ_s . La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos dependerá por ende de la altura solar, y variará dependiendo del uso que se vaya a dar a la instalación.

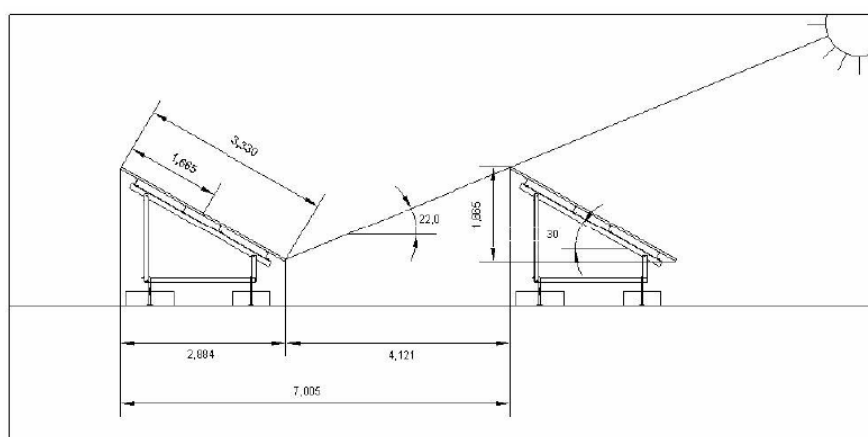
IRRADIACIÓN	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	2,25	2,81	3,30	3,71	4,02	4,22	4,31
Febrero	3,18	3,70	4,13	4,46	4,67	4,77	4,75
Marzo	4,34	4,81	5,17	5,40	5,49	5,44	5,26
Abril	5,32	5,56	5,68	5,66	5,51	5,24	4,84
Mayo	6,04	6,12	6,06	5,86	5,53	5,09	4,54
Junio	7,42	7,40	7,21	6,85	6,35	5,70	4,97
Julio	7,58	7,62	7,47	7,14	6,65	6,02	5,25
Agosto	6,69	6,94	7,01	6,91	6,63	6,19	5,61
Septiembre	4,92	5,29	5,53	5,65	5,63	5,47	5,18
Octubre	3,31	3,73	4,07	4,31	4,45	4,47	4,39
Noviembre	2,18	2,57	2,91	3,18	3,37	3,47	3,49
Diciembre	1,82	2,26	2,64	2,96	3,20	3,37	3,44
TOTAL AÑO	4,59	4,91	5,11	5,18	5,13	4,96	4,67

Fuente: Pérez Esteban, 2008

Tabla 1-3 Irradiaciones mensuales para distintas inclinaciones

1.2.1.2.3. Pérdidas por sombras (LINEALES)

Considerando una instalación sobre terreno horizontal con una separación entre filas igual a la mínima recomendada por el I.D.A.E., variaciones positivas o negativas de dicha distancia comportarán pérdidas o ganancias de irradiación.

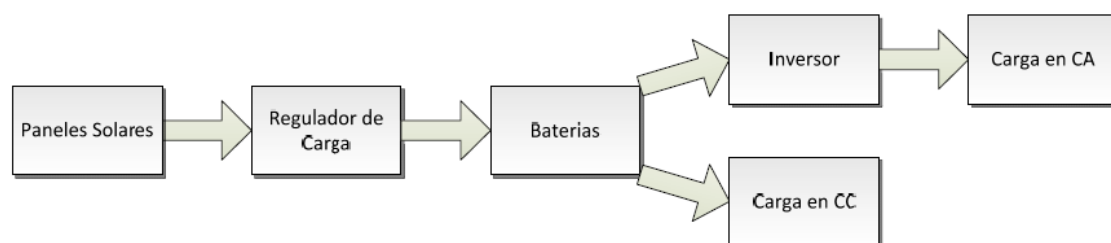


Fuente: IDAE

Figura 1-20 Ejemplo de distancia mínima para la latitud de Albacete - España²⁰

²⁰ I.D.A.E., Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, España, www.idae.es/

1.3. Características de una instalación fotovoltaica



Fuente: Los autores

Figura 1-21 Diagrama de una Instalación fotovoltaica

En primer lugar la luz solar incide en los paneles o módulos fotovoltaicos formados por un material semiconductor de silicio cristalino que posee efecto fotoeléctrico, es decir, transforma la luz solar en energía eléctrica continua de 12V.

Esa energía se hace pasar por el regulador de carga. Este regulador acondiciona la energía generada para que se pueda almacenar en las baterías. Además es el encargado de ir aumentando o disminuyendo el aporte de energía de los paneles a las baterías en función de la carga de éstas.

En las baterías se acumula la energía para así poder disponer de ella cuando no se pueda generar, como por ejemplo, los días de poca radiación o los periodos nocturnos.

La energía almacenada en las baterías podrá utilizarse directamente para equipos que funcionen con corriente continua, como pueden ser luminarias, o podrá transformarse en corriente alterna a través de un inversor para poder utilizar dicha energía en equipos que funcionen a una tensión de 120V y una frecuencia de 60Hz, que es el estándar eléctrico en el Ecuador.

1.4. Paneles solares

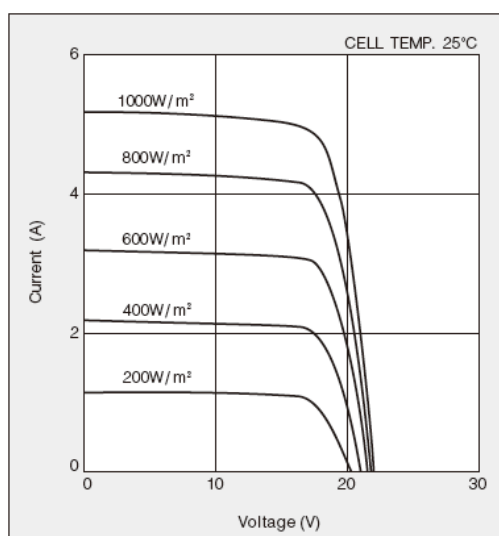
1.4.1. Definición

Un panel solar es un módulo que aprovecha la energía de la radiación solar, está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por él se incrementa hasta ajustarse al valor deseado.

En los paneles solares fotovoltaicos comunes tenemos una tensión nominal por panel superior a 12 VDC que sería uno de los voltajes nominales para sistemas FV. El exceso de tensión (tabla 1-4) se requiere para:

- Compensar la caída de tensión en los conductores y en las cargas.
- Poder cargar las baterías de 12V nominales, ya que éstas requieren llegar hasta tensiones de carga del orden de 13,8 o 14,1V.
- Compensar las pérdidas de tensión en bornes del panel debido al aumento de la temperatura por exposición a la radiación solar.

Los paneles solares producen más tensión con una intensidad luminosa más elevada (figura 1-22), una tensión excesiva puede dañar la batería conectada. El regulador de carga mantiene la tensión de carga óptima hacia la batería. Si la tensión hacia la batería aumenta, el regulador regula el suministro de tensión para evitar la sobrecarga; si disminuye considerablemente por debajo de la tensión de carga óptima de la batería, abre el circuito de carga²¹. (Ver la sección 1.6.)



Fuente: Kyocera Solar

Figura 1-22 Corriente vs Voltaje para varios niveles de radiación²²

1.4.2. Parámetros fundamentales de un Panel Solar

Corriente de cortocircuito (I_{sc}):

²¹ s/a, La placa solar, http://todoelectronica.com/documentos/velleman/placas_solares_guia.pdf

²² Especificaciones técnicas, anexo I.

Es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no existe conexión de carga y se cortocircuitan sus bornes. Suele rondar los 8A.

Tensión de circuito abierto (V_{oc}):

Es la máxima tensión que proporciona el panel, cuando no existe consumo (no hay cargas conectadas a los bornes). Suele ser menor de 22V para módulos que vayan a trabajar a 12V en su funcionamiento nominal.

Punto de máxima potencia (I_p máx., V_p máx.):

Es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel. Los valores típicos de I_p máx. y V_p máx. son algo menores que los de I_{cc} y V_{oc} . Varía entre 25 y 300W (V_p máx.=0,5*30=15V).

Factor de forma (FF):

Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de I_{cc} * V_{oc} . Suele variar entre 0,7 y 0,8.

Eficiencia o rendimiento (η):

Es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Habitualmente su valor oscila entre el 10 y el 18%.

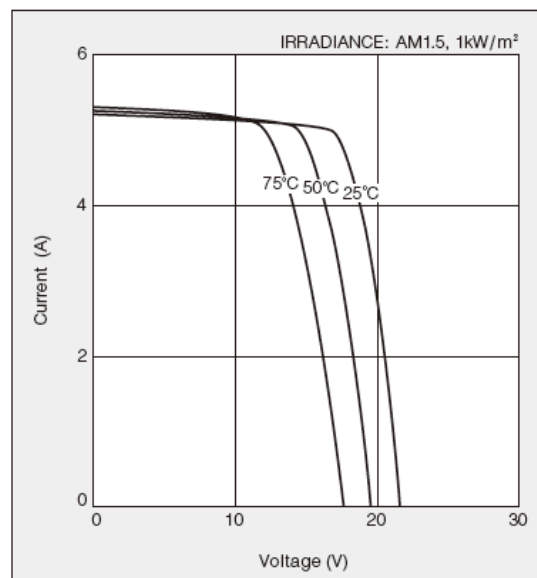
1.4.3. Especificaciones del fabricante

Los fabricantes suelen garantizar los módulos por periodos de hasta 10 años trabajando en condiciones del 0 al 100% de humedad relativa y temperaturas de entre -50°C y 90°C. Esto proporciona un rendimiento superior al 10% en 20 años y una vida útil de unos 35 años.

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (Pmax)	87W (+10%/−5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	17.4V
Maximum Power Current (Impp)	5.02A
Open Circuit Voltage (Voc)	21.7V
Short Circuit Current (Isc)	5.34A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	-8.21×10^{-2} V/°C
Temperature Coefficient of Isc	2.12×10^{-3} A/°C
*STC : Irradiance 1000W/m ² , AM1.5 spectrum, module temperature 25°C	
■ Electrical Performance at 800W/m ² , NOCT, AM1.5	
Maximum Power (Pmax)	62W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	15.3V
Maximum Power Current (Impp)	4.06A
Open Circuit Voltage (Voc)	19.7V
Short Circuit Current (Isc)	4.31A
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 47°C	

Fuente: Kyocera Solar

Tabla 1-4 Especificaciones de un módulo solar de 85 W²³



Fuente: Kyocera Solar

Figura 1-23 Dependencia del punto de máxima potencia con la temperatura²⁴

En la Figura 1-23 se muestra la variación del voltaje en función de la temperatura. A mayor temperatura menor voltaje entre los terminales de un panel y viceversa. Esto quiere decir que si aumenta la temperatura ambiente el voltaje será menor y la potencia generada disminuirá, ya que se modifica el punto de máxima potencia. Por lo tanto se aconseja que los paneles trabajen a una temperatura media de 25°C.

²³ Especificaciones técnicas, anexo I

²⁴ Idem.

1.5. Baterías

Tipos de baterías utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas:

- Plomo ácido (Pb-ácido).
- Níquel-Cadmio (Ni-Cd).

Más del 90% de las baterías, que están en el mercado actualmente, corresponde a las de Plomo ácido, ya que, siempre que se pueda realizar un mantenimiento, son las que mejor se adaptan a los sistemas de generación fotovoltaica.

Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio, la que permite adherir una mayor cantidad de material activo. Una más larga duración de la batería depende de la cantidad de material activo existente en los electrodos y profundidad de descarga. El incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería. Una batería solar de 6 V, con volumen muy similar a la de 12 V, pesa más de 30 Kgs. La presencia del antimonio incrementa las pérdidas por autodescarga. Si una batería solar permanece en almacenamiento, debe ser cargada con frecuencia. Como la presencia del antimonio incrementa la gasificación, la corriente de carga en un sistema FV debe tener un régimen variable.

1.5.1. Conceptos básicos

Dos características identifican a una batería solar: la mayor profundidad de descarga (PD) y un alto valor para el ciclaje.

1.5.1.1. Profundidad de descarga

La batería solar permite una PD máxima del 80%, cientos de veces, a niveles de corriente moderados. Es por ello que a estas baterías se las denomina de ciclo profundo (BCP).

Se considera que una BCP ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80% de su valor inicial. El número de ciclos de carga/descarga depende de la PD. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una dada PD, la

batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos. La Tabla 1-5 muestra estas características para dos baterías solares de Pb-ácido con electrolito líquido. El número de amperios - hora (Ah) y el peso de cada modelo (en Kgs), forman parte de la Tabla 1-5, para ilustrar las diferencias. Ambos modelos son ilustrados en las Figuras 1-24, respectivamente²⁵.

Batería 1		Batería 2	
217Ah; 30 Kgs		350Ah; 65 Kgs	
% PD	No de ciclos	% PD	No de ciclos
80	543	80	693
50	757	50	1.068
30	1.100	30	2.050
20	1.800	20	3.050

Fuente: ENALMEX

Tabla 1-5 PD y Número de ciclos para dos Baterías Solares



Fuente: ILECNOVA

Figura 1-24 Batería Trojan T-105 6V 217Ah y L16P 6V-350Ah²⁶

1.5.1.2. Autodescarga

Es la pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto, habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes a temperatura de 20°C.

Como conocemos que el agregado de antimonio incrementa la autodescarga de las baterías solares. Cuando la temperatura ambiente es de 50°C la batería se descargará totalmente en un mes (25%/semana). Cuando la temperatura ambiente es cercana a

²⁵ ENALMEX, La batería solar, www.enalmex.com/docpdf/libro/ch06.pdf.pdf

²⁶ ILECNOVA, 2010, www.ilecnova.com.mx/catalogos/Catalogo_ilecnova_2010.pdf

los 25°C la autodescarga se reduce a un 6%/semana (4 meses para una descarga total). Estas cifras muestran que si una batería de este tipo permanece en depósito por largo tiempo, deberá ser recargada con frecuencia.

1.5.2. Modelos de Baterías solares

Las versiones con mayor aceptación son las de 6 y 12V nominales. Baterías de 6V, con una capacidad de unos 200Ah, son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva, donde pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión serie o serie-paralelo, a fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema. Esta versión ofrece el mejor compromiso entre peso (facilidad de manejo) y número de Ah de reserva. Como los sistemas FVs de bajo consumo son sistemas de 12V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12V, la que tiene una capacidad de unos 100Ah. Baterías de más de 250Ah resultan convenientes cuando se trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican asimismo baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes. Un modelo de 24 V, diseñado para ser usado en un sistema comunal (varias casas conectadas a un sistema FV) tiene una capacidad de 1.493Ah y pesa 1.200 Kgs.

1.5.3. Eficiencia

La doble conversión de energía que toma lugar en una batería resulta en una eficiencia total (*nb*) que está dada por la expresión:

$$nb = nc \times nd \quad ec. 1.4$$

Donde *nc* es el valor de la eficiencia de carga y *nd* el de descarga. Ambos valores varían con la temperatura del electrolito y el estado de carga de la batería, ya que la resistencia interna de la misma genera estas pérdidas. Las pérdidas durante el proceso de carga fuerzan un incremento en la capacidad de generación del sistema, a fin de restablecer el balance energético del mismo.

1.5.4. Energía Almacenada

La capacidad de almacenamiento de una batería de Pb-ácido varía con la temperatura del electrolito, la que, en la práctica, está determinada por la temperatura ambiente del lugar donde ésta será instalada. La Tabla 1.6 muestra esta interdependencia²⁷.

Temperatura (°C)	Capacidad (%)	Eficiencia
30	105	1,05
25	100	1,00
16	90	0,90
4	77	0,77
- 7	63	0,63
- 18	49	0,49

Fuente ENALMEX

Tabla 1-6 Variación de la Capacidad con la Temperatura²⁸

1.5.5. Tipo de Baterías

1.5.5.1. Baterías Solares Gelatinosas (VRLA)

Existe una batería solar de Pb-ácido donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso (*Gel battery*, en inglés). Su costo es alrededor de tres veces mayor que el de la versión con electrolito líquido, pero tiene características técnicas que la hacen muy útiles en aplicaciones especializadas. La literatura técnica suele identificar a este tipo de baterías con la abreviatura VRLA, que corresponde a la abreviación de cuatro palabras inglesas “Pb-ácido regulada por válvula”. Como esta batería no requiere ventilación al exterior durante el proceso de carga, la caja exterior es hermética. La válvula constituye un dispositivo de seguridad en caso de cortocircuito o sobrecarga.

Esta hermeticidad evita el derrame del electrolito, lo que disminuye el riesgo en su manejo, y la convierte en la solución ideal para instalaciones marinas (boyas o embarcaciones). Como no requieren mantenimiento (agregado de agua), se las usa en instalaciones donde la supervisión es infrecuente o nula, como es el caso en sistemas FVs. El tipo de electrolito usado en esta batería permite su uso a bajas temperaturas con mayor eficiencia que las de electrolito líquido. La autodescarga semanal es de 1,1%, a 25°C y aumenta a un 3% cuando la temperatura se eleva a 40°C. Pueden obtenerse en versiones de 6 y 12V, con capacidades entre 6 y 180Ah (20hrs).

²⁷ ENALMEX, Op. Cit., p. 51

²⁸ Idem., p. 51

1.5.5.2. Baterías tipo AGM

Los vendedores de baterías herméticas ofrecen, hoy día, un sólo tipo de construcción, el que se conoce por las sigla inglesa AGM (*Aggregated Glass Mat*).

La mejor traducción sería conglomerado (*aggregate*) con alfombrilla (*mat*) “vidriosa” y electrolito. La alfombrilla es el separador de placas, el que está hecho de una estructura fibrosa fina de silicio y boro, la que tiene una apariencia vidriosa²⁹.

El electrolito, que ha sido reducido a una densa estructura gelatinosa, pasa a formar parte del conglomerado.

Las baterías de este tipo usan un electrolito de ácido y agua, pero la solución tiene un grado de saturación menor que la del electrolito líquido.

Ventajas

- ✓ Toleran más abuso que las primeras baterías del tipo hermética, ya que el grado de recombinación de los gases de carga es algo superior al 99 %.
- ✓ Tienen una auto-descarga que no excede el 3% por mes (25°C).
- ✓ Pueden ser recargadas al 100%, aún si han perdido completamente su carga.
- ✓ Nunca desparramarán el electrolito (aún si se rompiere la caja), convirtiéndose en la solución ideal para instalaciones en donde el movimiento constituye un problema (boyas, embarcaciones o aviones).
- ✓ Resultan muy seguras cuando son instaladas dentro del hogar.
- ✓ No dejan escapar grandes cantidades de gases al ser cargadas (menos del 4% del total), siendo ideales en aviones o en instalaciones fotovoltaicas donde el banco de baterías debe ubicarse en un lugar habitable.
- ✓ Resisten mejor las bajas temperaturas ambientes.
- ✓ No necesitan ecualización.

Desventajas

- ✓ El costo es dos a tres veces superior al de una batería Pb-ácido con electrolito líquido.
- ✓ La corriente y el voltaje de carga son más bajos que para la de electrolito líquido (mayor tiempo de carga).

²⁹ s/a, Baterías Solares, <http://sallavor.org/resources/Baterias%2Bsolares.pdf>

1.5.5.3. Baterías de Ni-Cd³⁰

Las baterías de Níquel Cadmio (Ni-Cd) de ciclo profundo tiene un alto costo inicial (6 a 8 veces el de una batería de Pb-ácido con electrolito líquido), este diseño no ha podido suplantar a ese tipo, a pesar que el costo operacional (costo a largo plazo) es mucho menor (5 veces) al de una batería del tipo Pb-ácido de igual capacidad.

Las baterías solares de Ni-Cd se fabrican con un procedimiento completamente diferente del usado para las versiones pequeñas (hoy descontinuadas), evitando el efecto “memoria” de las pequeñas y medianas baterías (herramientas portátiles) de Ni-Cd.

Las baterías solares de Ni-Cd usan un diseño llamado “placas con bolsillos” (pocket plate, en inglés). Las placas son de acero inoxidable, con depresiones (bolsillos) donde se coloca el material activo. El electrolito de estas baterías es una solución de agua e hidróxido de potasio, el que requiere una fina capa de aceite en la superficie superior para evitar su oxidación por el oxígeno del ambiente.

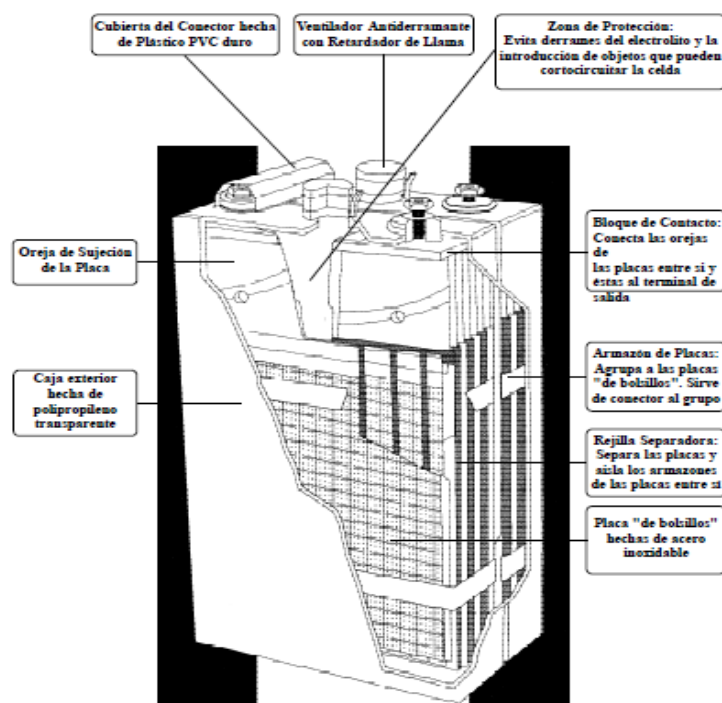
Ventajas

- ✓ Toleran más abuso que su equivalente de Pb-ácido, ya que soportan, sin dañarse, cargas y descargas excesivas, y pueden trabajar con bajo estado de carga sin deteriorarse.
- ✓ Toleran una mayor profundidad de descarga PD (cerca del 100%).
- ✓ Tienen una mayor eficiencia con bajas y altas temperaturas y soportan, sin problemas, una alta combinación de temperatura y humedad ambiente. Esta última característica las convierte en la solución ideal para climas tropicales.
- ✓ No tienen problemas de sulfatación de las placas o congelación del electrolito.
- ✓ La autodescarga, inicialmente elevada, disminuye con el tiempo, permitiendo largos períodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial.
- ✓ La vida útil es de más de dos veces la de una batería solar de Pb-ácido de igual capacidad. Uno de los fabricantes de más experiencia con este tipo de baterías (SAFT-NIFE) las garantiza por 20 años.

³⁰ s/a, Op. Cit.

Desventajas

- ✓ La característica de descarga es la mayor desventaja, ya que el voltaje de salida permanece prácticamente constante (extremadamente baja resistencia interna) hasta que, súbitamente, su capacidad de almacenaje se ve agotada.
- ✓ En ese momento el voltaje de salida cae en forma vertiginosa, no permitiendo al usuario tener un “aviso previo”.
- ✓ La evaluación del estado de carga requiere medir el voltaje de salida con un voltímetro que tenga la suficiente resolución y precisión para que la lectura contenga dos decimales significativos, ya que la diferencia en voltaje entre una celda cargada u otra descargada es muy pequeña (1,4V cargada; 1,1V descargada).
- ✓ El electrolito de una batería de Ni-Cd tiene un rol pasivo. Sólo actúa como transportador de cargas, y por lo tanto, no hay variación alguna en su densidad entre una celda cargada o descargada. No es posible usar un densímetro para determinar el estado de carga.
- ✓ El bajo voltaje por celda obliga a la incorporación de un mayor número de celdas/batería para obtener voltajes cercanos a los 12V.



Fuente: SAFT-NIFE

Figura 1-25 Batería de Ni-Cd con Placas de Bolsillo³¹

³¹ ENALMEX, Op. Cit., p. 54

1.6. Reguladores de carga

Los reguladores de carga son aparatos electrónicos, que enlazan los paneles fotovoltaicos con las baterías. Tienen dos funciones por cumplir, una de ellas es evitar que la batería se descargue sobre los paneles fotovoltaicos; y la otra, es evitar que las propias baterías se sobrecarguen o descarguen más de lo necesario.

Los reguladores de carga más modernos cuentan con un microprocesador para realizar dichas tareas para la correcta gestión del sistema fotovoltaico. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales. Incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer cuál ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado.

Para ello, consideran los valores de tensión, temperatura, capacidad del acumulador y, intensidad de carga y descarga.

Existen dos tipos de reguladores de carga en el mercado:

- Regulador de carga de una etapa:

Como su nombre lo indica, solamente trabajan en una de las funciones descritas anteriormente. O bien controlan la carga o la descarga, nunca las dos. Son los más económicos y los más sencillos. Pero para una instalación de paneles solares necesitaríamos tener dos.

- Regulador de carga de dos etapas:

Los modernos incorporan un microprocesador. Controlan las dos funciones, tanto la carga como la descarga de la batería. Son bastante más caros, aun así, son los usados en las sistemas solares.

1.6.1. Sistema de regulación. ¿Cómo trabajan los reguladores de carga?³²

³² CENSOLAR, El regulador de carga, 2006, <http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.com/2006/01/el-regulador-de-carga.html>

- **Regulación de la Intensidad de Carga de las Baterías: igualación, carga profunda, flotación.**

- Igualación:

Esta respuesta del regulador permite la carga inicial de las baterías tras un período de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo; la igualación de los acumuladores se produce de forma automática cada vez que el regulador corta por batería baja.

- Carga Profunda:

Tras la igualación, el sistema de regulación permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción, hasta alcanzar el punto de tensión final de carga. Alcanzado dicho punto el sistema de regulación interrumpe la carga y el sistema de control pasa a la segunda fase de flotación.

Cuando se alcanza la tensión final de carga, la batería ha alcanzado un nivel de carga próximo al 90% de su capacidad; en la siguiente fase se completará la carga.

- Carga final y flotación:

La carga final del acumulador se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación dentro de lo que denominamos “Banda de Flotación Dinámica (BFD)”. La BFD es un rango de tensión cuyo valor máximo y mínimo se fijan entre la tensión final de carga y la tensión nominal + 10% aproximadamente.

Una vez alcanzado el valor de voltaje de plena carga de la batería, el regulador inyecta una corriente pequeña para mantenerla a plena carga, esto es, inyecta la corriente de flotación. Esta corriente se encarga por tanto de mantener las baterías a plena carga y cuando no se consume energía se emplea para compensar la autodescarga de las baterías.

- **Indicadores de Estado: Desconexión del Consumo por Baja Tensión de Baterías, Alarmas de Señalización**

- Desconexión del consumo por baja tensión de batería:

La desconexión de la salida de consumo por baja tensión de batería indica una situación de descarga del acumulador próxima al 70% de su capacidad nominal.

Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de tensión de maniobra de desconexión de consumo durante más de un tiempo establecido, se desconecta el consumo. Esto es para evitar que una sobrecarga puntual de corta duración desactive el consumo.

Tensión de desconexión del consumo.- Es la tensión de la batería a partir de la cual se desconectan las cargas de consumo.

- Alarma por baja tensión de batería:

La alarma por baja tensión de batería indica una situación de descarga considerable. A partir de este nivel de descarga las condiciones del acumulador comienzan a ser comprometidas desde el punto de vista de la descarga y del mantenimiento de la tensión de salida frente a intensidades elevadas.

Esta alarma está en función del valor de la tensión de desconexión de consumo.

En los reguladores, si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de la alarma durante más de 10 segundos aproximadamente, se desconecta el consumo. El regulador entra entonces en la fase de igualación y el consumo no se restaurará hasta que la batería no alcance media carga. Además, incluye una señal acústica para señalar la batería baja.

- **Protecciones típicas de los regulares**

- ✓ Contra sobrecarga temporizada en consumo.
- ✓ Contra sobretensiones en paneles, baterías y consumo.
- ✓ Contra desconexión de batería.

- **Indicadores de estado / señalizadores habituales**

- ✓ Indicadores de tensión en batería.
- ✓ Indicadores de fase de carga.
- ✓ Indicadores de sobrecarga / cortocircuito.

1.6.2. Parámetros de Diseño del Regulador de Carga

1.6.2.1. Parámetros a Calcular, dimensionamiento

Tensión nominal: la del sistema FV (12, 24, 48 VDC)

Intensidad del regulador: la intensidad de corriente nominal de un regulador ha de ser mayor que la recibida en total del campo de paneles FV en paralelos.

1.6.2.2. Parámetros importantes de operación del regulador³³

Intensidad Máxima de Carga o de generación: Es la máxima intensidad de corriente procedente del campo de paneles que el regulador es capaz de admitir.

Intensidad máxima de consumo: Es la máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación y control, al consumo.

Voltaje final de carga: Es el voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico (I de flotación). Vale aproximadamente 13,8 – 14,1 para una batería de plomo ácido de tensión nominal 12V.

1.7. Inversor

El inversor es un componente electrónico cuyo objetivo es generar energía eléctrica de corriente alterna a partir de una fuente de energía de corriente continua, con magnitudes y frecuencias deseadas. Se constituye principalmente por dispositivos semiconductores de potencia, que trabajan como interruptores operando en corte y saturación con una secuencia apropiada para obtener tres tensiones de salida simétricas y balanceadas.

Con el desarrollo de la tecnología de los semiconductores, las capacidades del manejo de la energía y la velocidad de conmutación de estos dispositivos han mejorado tremendamente. El desarrollo de la tecnología de los microprocesadores

³³ SMA, Regulador de carga, sunny island charger, Parámetros técnicos.
http://download.sma.de/smprosa/dateien/6306/SIC40_TES081110.pdf

tiene un gran impulso sobre la síntesis de la estrategia de control para los dispositivos semiconductores de potencia. El equipo de electrónica de potencia moderno utiliza (1) semiconductores de potencia, que pueden compararse con el músculo, y (2) microelectrónica, que tiene el poder y la inteligencia del cerebro.

El microcontrolador es el componente fundamental en la constitución del convertidor, es el que genera las señales de encendido y apagado de los dispositivos semiconductores y garantiza su buen comportamiento.

Cualquier tipo de inversor (monofásico o trifásico) utiliza dispositivos con activación y desactivación controlada mediante la aplicación de señales de control a la terminal de compuerta (gate) de los tiristores o a la base en los transistores bipolares. La salida requerida se obtiene mediante la variación del tiempo de conducción de estos dispositivos de conmutación.

En la Figura 1-26 se muestran los voltajes de salida y las características de control de los dispositivos de interrupción de potencia de uso común. Una vez que el tiristor está en modo conducción, la señal de la compuerta no tiene efecto, cuando un dispositivo semiconductor está en modo conducción normal, existe una pequeña caída de voltaje a través del mismo, estas caídas de voltaje se consideran despreciables.

DISPOSITIVOS	SÍMBOLOS	CARACTERÍSTICAS
DIODO		
TIRISTOR		
SITH GTO MCT		
TRIAC		
LASCR		
NPN BJT		
IGBT		
MOSFET DE CANAL N		
SIT		

Fuente: Los autores

Figura 1-26 Características y símbolos de algunos dispositivos semiconductores.

Los dispositivos semiconductores de potencia se pueden clasificar a partir de:

1. Activación y desactivación sin control (por ejemplo diodo)
2. Activación controlada y desactivación sin control (por ejemplo SCR)
3. Características de activación y desactivación controladas (por ejemplo BJT, MOSFET, GTO)
4. Requisito de señal continua en la compuerta (BJT, MOSFET)
5. Requisito de pulso en la compuerta (por ejemplo SCR, GTO)
6. Capacidad de soportar voltajes bipolares (SCR, GTO)
7. Capacidad de soportar voltajes unipolares (BJT, MOSFET, GTO, IGBT)
8. Capacidad de corriente bidireccional (TRIAC)
9. Capacidad de corriente unidireccional (SCR, GTO, BJT, MOSFET, IGBT, DIODO).

1.7.1. Tipos y Clasificación

Actualmente existen dos grandes grupos de inversores: los autoconmutados y los conmutados de línea.

- 1) Los inversores conmutados de línea usan interruptores basados en tiristores, que son dispositivos electrónicos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.
- 2) Los inversores autoconmutados usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET.

Los primeros inversores comercializados para aplicaciones solares fotovoltaicas eran inversores conmutados de línea. Posteriormente se usaron los inversores autoconmutados, que usan modulación de ancho de pulso (PWM) e incluyen transformadores de línea o de alta frecuencia. Este tipo de inversores puede controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica. Gracias a todas estas ventajas, la gran mayoría de inversores usados actualmente en aplicaciones con fuentes de energía distribuida, como la fotovoltaica, son inversores autoconmutados.

Un inversor se puede clasificar según el tipo de entrada en: VSI (Inversor por fuente de tensión), CSI (Inversor por fuente de corriente), siendo este último utilizado solo en aplicaciones con excitadores de motores AC de muy alta potencia o en excitadores de control vectorial.

En el caso de sistemas fotovoltaicos, la salida en corriente continua del equipo solar es la fuente de tensión del inversor, por lo que los inversores empleados en estas aplicaciones son VSI.

Nota: En el Capítulo III se escogerá al semiconductor para el circuito de conmutación en el diseño del prototipo de inversor de 5 KW.

1.7.2. Parámetros de rendimiento³⁴

La salida de los inversores reales contiene armónicas. La calidad de un inversor por lo general se evalúa en términos de los siguientes parámetros de rendimiento:

Factor armónico de la enésima componente HF_n .- Este factor armónico es una medida de la contribución armónica individual y se define como.

$$HF_n = \frac{V_n}{V_1} \quad ec \ 1.5$$

Donde V_1 es el valor rms de la componente fundamental y V_n es el valor rms de la enésima componente armónica.

Distorsión armónica total THD.- Es una medida de la similitud entre la forma de onda y su componente fundamental, se define como.

$$THD = \frac{1}{V_1} \left(\sum_{n=2,3,\dots}^x V_n^2 \right)^{1/2} \quad ec \ 1.6$$

Donde V_1 es el valor rms de la componente fundamental y n es el número de componentes de armónicos.

³⁴ RASHID, Mahammad, Electrónica de Potencia, Circuito, dispositivos y aplicaciones, Segunda Edición. 1993, p. 359

Factor de distorsión DF.- El valor del THD proporciona el contenido armónico total, pero no indica el nivel de cada uno de sus componentes. Si en la salida de los inversores se utiliza un filtro, las armónicas de orden más alto se atenúan con mayor eficiencia. Por lo tanto, resulta importante conocer tanto la frecuencia como la magnitud de cada componente. El factor de distorsión indica la cantidad de distorsión armónica que queda en la forma de onda particular después de que las armónicas de esa forma de onda hayan sido sujetas a una atenuación de segundo orden (es decir divididas por n^2). Por lo tanto, el valor DF es una medida de la eficacia en la reducción de las componentes armónicas no deseadas, sin necesidad de especificar valores de un filtro de carga de segundo orden y se define como.

$$DF = \frac{1}{V_1} \left[\sum_{n=2,3,\dots}^x \left(\frac{V_n}{n^2} \right)^2 \right]^{1/2} \text{ ec 1.7}$$

El factor de distorsión de una componente armónica individual (o de orden n) se define como.

$$DF_n = \frac{V_n}{V_1 n^2} \text{ ec 1.8}$$

Armónica de menor orden LOH.- La armónica de menor orden es aquella componente cuya frecuencia es más cercana a la fundamental, y cuya amplitud es mayor que o igual a 3% de la componente fundamental.

1.7.3. Características de los inversores comerciales

Los inversores serán de onda sinusoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no sinusoidal, si su potencia nominal es inferior a 1kVA, no provocan daño a las cargas y aseguran una correcta operación de estas.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida sean $V_{nom} \pm 5\%$, siendo $V_{nom}=220 \text{ Vrms}$, $60\text{Hz} \pm 2\%$.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.

- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor de carga serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío.

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites siguientes:

Tipo de inversor	Rendimiento a P_n	Rendimiento al 20% de P_n
Onda sinusoidal $P_{nom} < 500VA$	> 80%	> 70%
Onda sinusoidal $P_{nom} > 500VA$	> 85%	> 80%
Onda no sinusoidal	> 85%	> 85%

Fuente: s/a

Tabla 1-7 Rendimiento del inversor

Se considera que los inversores son de onda sinusoidal si la THD de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 hasta el 100% de la potencia nominal.

1.8. Tipos de instalaciones: Seguidores Solares

El objetivo del seguimiento es seguir la trayectoria del sol en cada momento del año, de forma que la superficie de los paneles esté siempre orientada perpendicularmente a los rayos del sol para de esta manera obtener una mayor eficiencia del sistema FV.

1.8.1. Tipos de seguimiento

1.8.1.1. Seguimiento cenital

Este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquél en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más baja hasta su posición más alta, con un eje de rotación

horizontal. El eje de giro es polar en la dirección este-oeste. Estos son sistemas que suelen trabajar en el rango de concentraciones intermedias. (Figura 1-27)



Fuente: DOE/NREL, Warren Gretz

Figura 1-27 Movimiento cenital. Sistema de 2-M W emplazado en Sacramento, California³⁵

1.8.1.2. Seguimiento azimutal

Este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquél en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación vertical. Es el movimiento contrario que se nota en la figura 1-27.

1.8.1.3. Seguimiento polar

La superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj.

³⁵ CHEMISANA, Daniel, Diseño y caracterización de un concentrador térmico fotovoltaico cuasi estacionario para integración arquitectónica. Tesis Doctoral. Departamento de Medi Ambient i Ciències del Sòl Universitat de Lleida. Lleida, marzo de 2009.

De forma general, se suele admitir que el seguimiento azimutal recoge de un 10% a un 20% más que las estructuras fijas, llegando hasta el 25% (figura 1-27.).

1.8.1.4. Seguimiento ideal o en dos ejes

Es el movimiento en el cual el concentrador se mantiene apuntado al sol en todo momento. En la práctica, son los sistemas que alcanzan los niveles más altos de concentración.



Fuente: NASA

Figura 1-28 Movimiento en dos ejes. Planta fotovoltaica (concentrador constituido por lentes de Fresnel lineales arqueadas- Entech-)³⁶

Este es el mejor de los seguimientos. Debido que existen variaciones de entre el 30% y el 45% de incremento de producción frente a las instalaciones fijas, así como variaciones importantes en el coste de los equipos y de las cimentaciones.

³⁶ CHEMISANA, Daniel, Op. Cit.

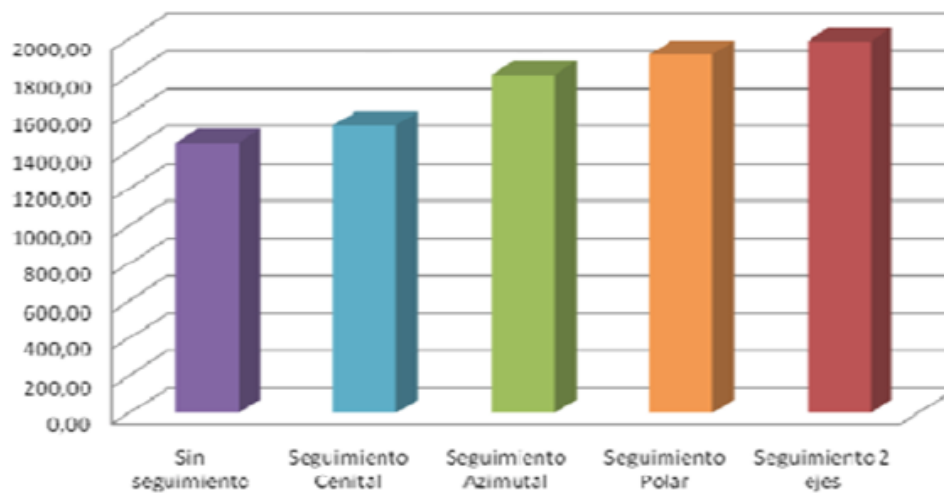


Figura 1-29 Comparativa de tecnologías de seguimiento³⁷

1.8.2. Principales problemas del seguimiento solar

- Coste de adquisición e instalación.
- Elevado coste de mantenimiento, lo que hace que su rentabilidad no sea elevada.

Si a esto le añadimos que casi todo el aumento de la producción que se obtiene con el seguimiento de dos ejes es debido al seguimiento azimutal, la mejor manera de optimizar la instalación será escogiendo un seguidor con esta tecnología únicamente, ya que el seguimiento cenital aumenta más los costes que los beneficios, mientras que en el seguimiento azimutal los costes de adquisición, instalación y mantenimiento son asumibles ya que están compensados con los beneficios que se obtienen en la producción.

³⁷ HISPANOTRACKER, 2007,
http://www.ecorresponsabilidad.es/pdfs/ecoinnovacion/HISPANOTRACKER_seguidores_solares.pdf

CAPITULO II: Estudio del Sistema

2.1. Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo de 5 KW³⁸

Se describen a continuación los principales componentes de un sistema fotovoltaico autónomo, sus funciones, así como las principales especificaciones que se deben tener en cuenta para realizar una adecuada elección de los componentes que permitan un funcionamiento eficiente y confiable de dicho sistema.

2.1.1. Generador fotovoltaico

2.1.1.1. Aspectos Generales

Se compone de uno o más módulos fotovoltaicos interconectados para conformar una unidad generadora de corriente continua.

Los módulos FV deberán, preferiblemente estar certificados de acuerdo con la norma internacional IEC-61215³⁹, o con la norma nacional utilizada en el país de interés.

Los fallos que se presentan generalmente en sistemas FV no se asocian al generador, sino a los otros componentes del sistema (baterías, regulador, etc.). Por lo que se considera que este es uno de los componentes de más alta fiabilidad.

En algunos módulos, los fabricantes incluyen diodos de paso para protegerlos contra el fenómeno de “punto caliente”. La probabilidad de que un módulo FV sea dañado por este fenómeno es despreciable en sistemas CC de menos de 24V, por lo que el uso de tales diodos es irrelevante en esos casos.

Es preferible la instalación de los módulos FV sobre pedestales o paredes, que hacerlo sobre los tejados. Los montajes sobre pedestal o sobre pared generalmente permiten más fácil acceso a los módulos, sin poner en riesgo la estanqueidad del techo, y este tipo de instalación puede representar un grado de libertad adicional cuando se buscan localizaciones sin sombras para el generador fotovoltaico. Los

³⁸ Una gran cantidad de la información recopilada en esta sección, así como las tablas y las especificaciones que se consideran para los diversos componentes se obtuvieron del documento: “Universal Technical Standard for Solar Home Systems”, Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.

³⁹ INTERNATIONAL STANDARD, IEC61215, 04-2005, http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61215%7Bed2.0%7Den_d.pdf

montajes sobre tejados a veces permiten reducir costos y, por lo tanto, también pueden ser aceptados, a condición de dejar un espacio entre el techo y los módulos para que circule aire.

Los módulos fotovoltaicos con el mismo voltaje nominal pueden conectarse en paralelo sin ninguna restricción, por lo tanto cuando se agranda un generador fotovoltaico sólo es necesario verificar la sección de los cables y la capacidad del regulador para manejar el nuevo valor de la corriente máxima.

2.1.1.2. Dimensionado de los Paneles⁴⁰

El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes pueda, como mínimo, igualar a la demandada por la carga. Por lo que para dimensionar tanto los módulos como las baterías del sistema FV autónomo, es necesario conocer el consumo diario (C_d), medido en Wh/día, que para nuestro caso se calcula conociendo la carga a conectar, de la siguiente forma:

$$C_d = P \times fc \times h \quad \text{ec 2.1}$$

$$C_d = 5000W \times 1,25 \times 4h/día$$

$$C_d = 25.000 Wh/día$$

Donde,

(P) potencia nominal instalada = 5 KW

(h) horas diarias de funcionamiento = 4 horas

(fc) factor de crecimiento de la demanda y autoconsumo de los equipos = 1,25

Como el sistema FV es dirigido para iluminación en laboratorios en cuyo caso es carga en CA, se considera que toda la energía producida deberá convertirse en corriente alterna en el inversor para ser luego transferida a la carga.

El consumo diario (C_d) de toda la carga, calculado a partir de la ecuación (2.1), constituye el consumo energético teórico E_t en Wh. A partir de este valor debe

⁴⁰ ONATI ARRESTE, Diego, Diseño de una instalación solar fotovoltaica. 2006, www.torres-refrigeracion.com/pdf/art_fot_014.pdf

calcularse el consumo energético real, E (Wh), que considera los diversos factores de pérdida en la instalación FV de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E = \frac{Et}{R} \quad \text{ec 2.2}$$

Donde el parámetro R es el rendimiento global de la instalación fotovoltaica definido como:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) * \left(1 - \frac{k_a \times N}{P_d}\right) \quad \text{ec 2.3}$$

Donde

k_b : Coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador:

0,05 en sistemas que no se producen descargas intensas

0,1 en sistemas con descargas profundas

k_c : Coeficiente de pérdidas en el inversor:

0,005 para inversores de salida senoidal pura, en condiciones óptimas.

0,1 para condiciones de trabajo lejos de las óptimas

k_v : Coeficiente de pérdidas varias (transmisión, efecto Joule, etc.)

El intervalo de valores de este parámetro que se toma como referencia es

$$0,05 < k_v < 0,15$$

k_a : Coeficiente de autodescarga diaria de las baterías, los valores típicos son

0,002 para baterías de baja autodescarga (Ni-Cd)

0,005 para baterías estacionarias de plomo ácido (las más usuales)

0,012 para baterías de alta autodescarga (SLI)

N : Días de autonomía de la instalación⁴¹

Serán los días que la instalación deba operar bajo una irradiación mínima (días nublados continuos), en los cuales se va a consumir más energía de la que el sistema fotovoltaico va a ser capaz de generar.

2-10 días como valores de referencia

P_d : Profundidad de descarga diaria de la batería:

No deberá exceder el 80% de la capacidad nominal del acumulador⁴²

⁴¹ Días continuos en que la instalación deberá operar bajo una irradiación mínima (días nublados). Se consume una cantidad de energía mayor que la generada por el sistema FV.

Para la realización de este proyecto se han considerado los siguientes valores de los coeficientes de pérdidas:

$$k_b = 0,05 / k_c = 0,1 / k_v = 0,1 / k_a = 0,005 / N = 3 / P_d = 0,7$$

Según la ecuación 2.3, el rendimiento de la instalación fotovoltaica R, es el siguiente:

$$R = (1 - 0,05 - 0,1 - 0,1) * \left(1 - \frac{0,005 \times 3}{0,7}\right)$$

$$R = 0,734$$

Y a partir de la ecuación 2.2, el consumo energético real E (W·h) es:

$$E = \frac{25.000 \text{ Wh/día}}{0,734}$$

$$E = 34.060 \text{ Wh}$$

Una vez definida la utilidad energética real E (W·h), se puede obtener fácilmente la capacidad del banco de baterías C (A·h) necesario, del siguiente modo:

$$C = \frac{E \times N}{V \times P_d} \quad \text{ec 2.4}$$

$$C = \frac{34.060 \text{ Wh} \times 3}{48 \text{ VDC} \times 0,7}$$

$$C = 3.041,07 \text{ Ah}$$

Donde V (VDC) es la tensión nominal del acumulador, siendo 48 VDC. La principal ventaja que representa este nivel de voltaje es que al aumentar la tensión disminuye la corriente en los conductores que conectan el generador FV, el regulador y la batería, por lo que pueden emplearse cables de sección más pequeña manteniendo la regulación de voltaje dentro de límites aceptables.

Una ventaja adicional consiste en que al trabajar a 48 VDC se colocan más paneles en serie, lo que disminuye la corriente de cortocircuito del generador y por consiguiente se reduce la corriente máxima que deberá manejar el regulador, con lo que se disminuye los costos asociados a la compra de este tipo de equipo.

⁴² La eficiencia del acumulador decrece en gran medida con ciclos profundos de carga y descarga (véase la sección 2.2.3.3)

Ahora, es necesario conocer la radiación solar diaria (H), medida en Wh/m²/día para cada mes del año en función de la localización geográfica y en base a datos estadísticos históricos de la zona⁴³.

Los resultados mensuales de radiación se recogen en la siguiente tabla, donde se ha considerado los valores promedios durante el año por provincias en la zona territorial del Ecuador.

Regiones	Provincias	Meses del año											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Sierra	Azuay	5100,00	4700,00	4500,00	4200,00	4150,00	4300,00	6533,33	4920,00	5600,00	5500,00	6400,00	5700,00
	Bolívar	5200,00	5300,00	5200,00	5300,00	5750,00	6150,00	6600,00	6450,00	6100,00	5900,00	6200,00	5700,00
	Cañar	4600,00	4500,00	5000,00	4500,00	4200,00	4100,00	5100,00	6300,00	6200,00	4900,00	5300,00	5700,00
	Carchi	5000,00	5000,00	5300,00	4900,00	5400,00	5000,00	5500,00	5399,17	5650,00	5000,00	4800,00	5500,00
	Chimborazo	4400,00	5200,00	4800,00	4100,00	5600,00	5350,00	6300,00	5400,00	5500,00	5000,00	6200,00	6300,00
	Cotopaxi	6040,00	5500,00	5400,00	5100,00	5520,00	6255,00	6450,00	6100,00	4900,00	6000,00	6100,00	6300,00
	Imbabura	5740,00	6100,00	6100,00	5850,00	5800,00	6000,00	6500,00	5150,00	5550,00	6550,00	5300,00	6900,00
	Loja	6100,00	5900,00	6200,00	6100,00	6250,00	6682,54	6878,57	6963,64	7700,00	6800,00	6912,50	6900,00
	Pichincha	5700,00	6300,00	5700,00	6266,67	6433,33	5335,71	6800,00	7200,00	6771,43	6825,00	6200,00	6400,00
	Sto. Domingo de los Tsáchilas	5400,00	5800,00	5600,00	6000,00	4500,00	5541,67	6650,00	6200,00	7100,00	6400,00	6100,00	5700,00
	Tungurahua	5000,00	4400,00	5800,00	4300,00	4100,00	4450,00	4500,00	4450,00	5100,00	5200,00	5500,00	5400,00
Costa	El Oro	4500,00	4800,00	5300,00	5500,00	5400,00	5100,00	4964,29	5412,50	5300,00	5700,00	5700,00	5000,00
	Esmeraldas	4100,00	4600,00	5100,00	4690,00	4450,00	4407,14	4800,00	4700,00	5100,00	4850,00	5000,00	4900,00
	Guayas	3900,00	4900,00	5100,00	4800,00	5675,00	4350,00	5580,00	6400,00	6200,00	5600,00	6450,00	5500,00
	Los Rios	4800,00	5200,00	5700,00	5400,00	5150,00	5000,00	5350,00	5200,00	5600,00	5600,00	5700,00	5900,00
	Manabí	4500,00	5100,00	5600,00	5205,56	6200,00	5130,00	4963,33	5200,00	5300,00	5300,00	6200,00	4900,00
	Sta. Elena	4800,00	4900,00	5500,00	5566,67	5800,00	4690,00	4566,67	4700,00	5400,00	4800,00	4900,00	5500,00
Oriente	Morona Santiago	5000,00	4600,00	5000,00	5200,00	4900,00	4520,00	4400,00	5200,00	5200,00	5200,00	6200,00	5300,00
	Napo	5600,00	5100,00	5400,00	5000,00	4600,00	4825,00	5525,00	4800,00	6000,00	6300,00	5700,00	6150,00
	Orellana	5300,00	5100,00	5300,00	4875,00	5350,00	4500,00	4800,00	5350,00	6300,00	5900,00	5900,00	6000,00
	Pastaza	5400,00	4900,00	5000,00	4400,00	4900,00	4800,00	4800,00	5400,00	6000,00	5700,00	5600,00	5800,00
	Sucumbios	5800,00	5100,00	5600,00	4500,00	4250,00	4207,14	4147,62	4820,00	5700,00	5850,00	5400,00	6200,00
	Zamora Chinchipe	4200,00	4400,00	4800,00	4300,00	4600,00	4400,00	4675,00	5200,00	5650,00	5600,00	6200,00	5300,00
	Valor Maximo	6100,00	6300,00	6200,00	6266,67	6433,33	6682,54	6878,57	7200,00	7700,00	6825,00	6912,50	6900,00
	Valor Minimo	3900,00	4400,00	4800,00	4100,00	4100,00	4147,62	4450,00	4900,00	4900,00	4800,00	4800,00	4900,00
	Valor Promedio	5051,30	5104,35	5347,83	5045,82	5172,97	5004,10	5494,95	5518,06	5822,67	5672,83	5824,46	5780,43
		4411,18	4480,31	4655,19	4360,2	4276,06	4140,13	4308,48	4624,62	4974,44	4888,34	4943,48	4837,51
	Promedio mensual	5051,30	5104,35	5347,83	5045,82	5172,97	5004,10	5494,95	5518,06	5822,67	5672,83	5824,46	5780,43
	Promedio anual	5403,31											

Fuente: Los autores

Tabla 2-1 Promedio de radiación Solar en el territorio Ecuatoriano⁴⁴

La cantidad de energía producida por un panel a lo largo de todo el día, es equivalente a la energía que se produciría en las horas de pico solar si el panel opera a su potencia máxima o nominal (Wp). Dicha potencia es el principal parámetro que describe el funcionamiento del panel y la especificación más importante en el dimensionamiento del generador FV.

La irradiación H (Wh/m²) es igual al producto de la irradiancia de referencia I (1KW/m²) por las horas de pico solar HPS (h). Luego entonces los valores numéricos de la irradiación y horas de pico solar son iguales.

$$H \text{ (Wh/m}^2\text{)} = I \text{ (1KW / m}^2\text{)} \cdot \text{HPS (h)}$$

⁴³ CONELEC, Atlas Solar del Ecuador, www.conelec.gov.ec

⁴⁴ Idem.

Por tanto:

$$HPS(h) = H (Wh/m^2) / I (1KW / m^2)$$

$$HPS(h) = H * 10^{-3} (h) \quad \text{ec 2.5}$$

Con la ecuación 2.5 se puede determinar las horas pico solares partiendo de la radiación solar promedio dadas en la tabla 2-1.

El número de paneles necesario (N_p) se calcula, empleando el número de horas pico solares del peor mes del año en la zona escogida (Pichincha) utilizando la ecuación 2.5 y la potencia pico del panel escogido se obtiene lo siguiente:

$$N_p = \frac{E}{0,9 \times W_p \times HPS} \quad \text{ec 2.6}$$

$$N_p = \frac{34.060 Wh}{0,9 \times 250 W \times 5,335 h}$$

$$N_p = 32,99 \approx 34$$

Dónde:

W_p (W) es la potencia pico de cada panel solar.

$W_p = 215W$; es la potencia del panel seleccionado por factibilidad técnica y económica mostrado en la tabla 2-6 y 2-7.

Para calcular el promedio de las horas pico solar anual partimos de lo siguiente:

Radiación Solar promedio para la zona de Pichincha,

$$H_{prom} = \frac{(5700+6300+5700+6266,67+6433,33+5335,71+6800+7200+6771,43+6825+6200+6400)}{12}$$

$$H_{prom} = 6.327,678 Wh/m^2/día$$

Con la ecuación 2.5 se obtiene,

$$HPS_{prom} = 6.327,678 \times 10^{-3} h/año$$

$$HPS_{prom} = 6,327 h/año$$

Calculo de paneles en serie (Np_s). Se divide la tensión nominal del sistema para la tensión nominal de un módulo; como la tensión de alimentación de los paneles es de 24 VDC tenemos:

$$Np_s = \frac{V_n}{V_m} \quad ec \ 2.8$$

$$Np_s = \frac{48 \ VDC}{24 \ VDC}$$

$$Np_s = 2$$

Calculo de paneles en paralelo (Np_p). Se divide el número de paneles necesarios (Np) obtenidos en la ecuación 2.6 para el número de paneles en serie (Np_s); como se observa en la siguiente ecuación:

$$Np_p = \frac{Np}{Np_s} \quad ec \ 2.9$$

$$Np_p = \frac{34}{2}$$

$$Np_p = 17$$

El número total de paneles solares a instalarse será:

$$Np_{Total} = Np_s \times Np_p \quad ec \ 2.10$$

$$Np_{Total} = 2 \times 17$$

$$Np_{Total} = 34$$

Como comprobación del funcionamiento adecuado de los paneles propuestos, calcularemos el factor de utilización o cobertura solar del mes i (F_i) de la instalación.

Este factor es la relación entre la energía fotovoltaica disponible y la consumida.

$$F_i = \frac{\text{Energía Disponible}}{\text{Energía Consumida}} = \frac{Np_{Total} \times 0,9 \times Wp \times HPS_i}{E} \quad ec \ 2.11$$

Los resultados obtenidos a partir de la ecuación 2.11, se muestran a continuación:

Provincias	Meses del año												Media
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Pichincha	1,101007046	1,21690252	1,10100705	1,21046389	1,24265708	1,03064193	1,31348209	1,39074574	1,30796326	1,31831107	1,19758661	1,23621844	1,22224889

Fuente: Los autores

Tabla 2-2 Cobertura Solar de utilización de la instalación

Luego podemos comprobar que cumplimos plenamente con la demanda energética necesaria durante los meses del año, logrando un factor de cobertura medio anual cercano al 122 %.

2.1.1.3. Pérdidas

Las principales pérdidas que pueden generarse en el generador fotovoltaico son debidas a sombras, temperatura de las celdas superior a los 25°C, elementos desparejos, pérdidas en cables, o diferencias significativas entre el voltaje de operación y el del punto de máxima potencia.

Estas pérdidas pueden compensarse inicialmente mediante una instalación cuidadosa, que permita una adecuada ventilación de los módulos y cables. Debe buscarse además, que las características eléctricas de los módulos empleados permitan una adecuada recarga de las baterías en las condiciones climáticas particulares del lugar en que se instalan.

Con el fin de disminuir las pérdidas, deben considerarse que: el generador fotovoltaico debe estar totalmente libre de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año.

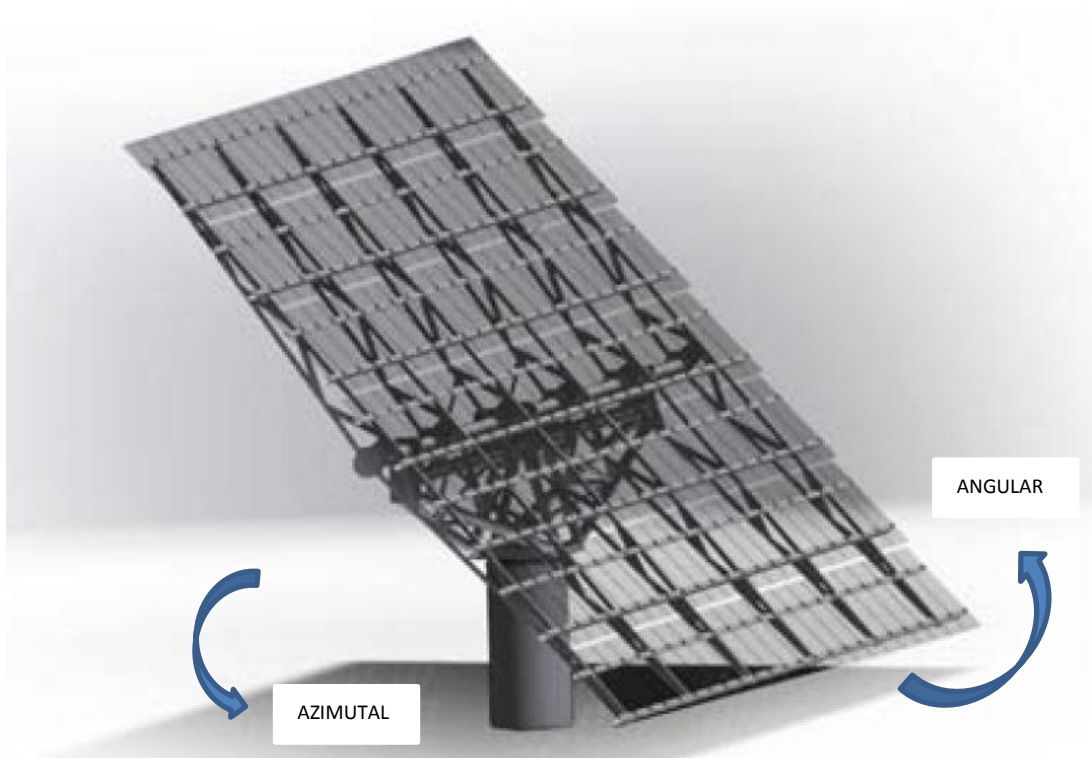
2.1.2. Estructura de soporte mecánica con seguimiento solar para el generador

Pueden emplearse diversos materiales para estos tipos de estructuras: aluminio, acero inoxidable, hierro galvanizado, entre otros.

La estructura de soporte debe ser capaz de resistir un mínimo de 10 años expuesta a la intemperie, sin que la corrosión o fatiga del material sea apreciable. Debe también soportar vientos de altas velocidades (100 km/h).

Los módulos fotovoltaicos con marco deben fijarse a la estructura únicamente mediante elementos de acero inoxidable.

El diseño de la estructura de soporte debe facilitar la libre movilidad automática en dos ejes (azimutal y angular), la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión. Figura 2-1.



Fuente: Debasol, Sistema de seguimiento solar

Figura 2-1 Estructura con seguimiento solar en dos ejes⁴⁵

Cada seguidor se fabrica en función de los paneles a utilizar, por lo que la superficie indicada en la figura 2-1 tiene únicamente valor orientativo⁴⁶.

2.1.3. Sistema de almacenamiento

2.1.3.1 Aspectos generales

⁴⁵ DEBASOL, www.debasol.com/doc/es-ftecs05202.pdf

⁴⁶ Idem., <http://www.debasol.com/index.php?producto=40692§ion=catalogo&pagina=producto&idioma=es>

El sistema de almacenamiento en un sistema fotovoltaico está formado por un conjunto de baterías, generalmente de plomo-ácido, que almacenan la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación.

Una de las características más importante de una batería en una instalación fotovoltaica es el ciclado. El ciclado diario se refiere a que la batería se carga en el día y se descarga en la noche. Superpuesto a este ciclo diario está el ciclo estacional que se asocia a periodos de reducida incidencia de radiación. Estos ciclos conjuntamente con otros parámetros de operación como temperatura ambiente, corriente, etc.; inciden sobre la vida útil de la batería y sus requisitos de mantenimiento.

Para alargar la vida de las baterías deben evitarse las siguientes situaciones:

- Elevados voltajes de carga, que elevan la corrosión y pérdida de agua.
- Bajos voltajes en descarga.
- Descargas profundas
- Largos periodos sin recarga total.
- Elevadas temperaturas, que aceleran los procesos de envejecimiento.
- Estratificación del electrolito.
- Bajas corrientes de carga.

Estas recomendaciones conducen a especificaciones para el dimensionamiento tanto de las baterías como del generador FV y el regulador de carga. Algunas de estas recomendaciones son contradictorias, por lo que deben buscarse soluciones de compromiso que tomen en consideración las condiciones locales, como los niveles de radiación solar, precios de las baterías y paneles FV, equipos de fabricación local, etc.

Los principales parámetros que definen el funcionamiento de una batería en un sistema FV son:

- El máximo valor de corriente que puede entregar a una carga fija, en forma continua, durante un número específico de horas de descarga.
- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Profundidad de descarga máxima

➤ La vida útil.

Con la finalidad de poder comparar distintos tipos de baterías, se ha estandarizado en la industria la prueba que determina la corriente de descarga máxima.

La corriente máxima corresponde al valor de corriente que permite una descarga continua de 20 horas, tiempo en el cual, la energía remanente representa el 20% de la potencia máxima inicial.

Debido a que los parámetros utilizados en la prueba son corriente y tiempo, la capacidad de la batería se define en Ampere-horas (Ah). A partir de este valor puede determinarse la corriente máxima para un determinado régimen de descarga.

Debido a la necesidad de evitar descargas excesivas, debe limitarse la máxima profundidad de descarga (PDmax) a un valor específico, generalmente está entre 0,3 y 0,6 de la capacidad nominal. Al alcanzar este límite debe interrumpirse el suministro de energía a las cargas. La capacidad disponible (Cu), es menor que la capacidad nominal Cb (carga total que podría extraerse de la batería). Y se tiene que:

$$Cu = Cb \times PDmax \quad \text{ec 2.12}$$

La profundidad de descarga de la batería en un ciclo diario se denomina PDd.

2.1.3.2. Dimensionamiento de las baterías

Los ensayos de ciclado para baterías, en condiciones representativas de su operación en sistemas FV, son lentos y difíciles. Aunque se han realizados intentos de llevar a cabo estos ensayos, no existen aún procedimientos ampliamente aceptados y es probable que esta situación se mantenga en años venideros. Debido a esto, la solución más práctica consiste en confiar en normas existentes y bien establecidas para usos convencionales de las baterías, esto implica utilizar valores correspondientes a una descarga en 20 horas y el número de ciclos correspondientes a una profundidad de descarga de 50.

La primera etapa en el dimensionado de las baterías, consiste en asegurar que la producción de energía excederá la demanda durante el peor mes. Para lograr esto, la capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima

profundidad de descarga) debe permitir entre 3 y 5 días de autonomía (días que el sistema puede suministrar energía en ausencia de radiación solar usando solo las baterías).

La ecuación 2.4 permitió calcular la capacidad del banco de baterías C (kAh), a partir del consumo energético real E , calculado en la ecuación 2.2; los días de autonomía N ; la tensión nominal del acumulador V ; y la profundidad de descarga permitida Pd .

Con este dato, puede calcularse el número de baterías (Nb) que se requieren en base a la capacidad de la batería elegida (C_{bat}) en kWh.

$$Nb = \frac{C}{C_{bat}} \quad ec \ 2.13$$

Una vez confirmado que la producción de energía excederá la demanda durante el peor mes con la ecuación 2.11, que el banco de baterías brinda los días de autonomía necesarios y que deberá operar a 48V, el dimensionado de la batería deberá regirse a la disponibilidad de tensión de 12 V de las baterías, a una profundidad de descarga de 70%, además es conveniente definir la capacidad de la batería de forma que el número total de baterías necesarias sea un múltiplo de 4 $\left(\frac{48V}{12V}\right)$. En caso de que el número de baterías encontrado no sea múltiplo de 4 se escoge el número superior a este múltiplo.

$$Nb = \frac{3.041,07 \text{ Ah}}{250 \text{ Ah} \times 0,7}$$

$$Nb = 17,4$$

$$Nb = 17,4 \approx 20$$

El valor de capacidad recomendado de 250 Ah corresponde a descargas en 20 horas.

Durante la instalación y la carga inicial de las baterías deben hacerse las previsiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiere en más del 95 % del valor nominal.

En lo referente a la resistencia de la batería, deben cumplirse las siguientes especificaciones:

- La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 20°C, debe exceder un cierto número de ciclos (NOC), cuando se descarga hasta una profundidad del 50%.
- La autodescarga de la batería a 25°C, no debe exceder el 6% de su capacidad nominal en un mes.

A partir de los tipos de baterías analizadas en el ítem 1.5.5 y sobre sus precios en el mercado, en la tabla 2-3 se indica el costo aproximado de varias configuraciones de bancos de distintos tipos de baterías.

Tipo Batería	Capacidad (Ah en 20h)	Cantidad	Costo por unidad (USD)	Costo del banco (USD)
SLI Modificada	250	20	234,00	4.680,00
SLI Bajo Mantenimiento	250	20	355,00	7.100,00
Tubulares	209	24	448,00	10.752,00
VRLA	250	20	460,00	9.200,00
AGM	200	24	517,00	12.408,00

Fuente: Los autores

Tabla 2-3 Costo de bancos de baterías de distintos tipos

Finalmente, debe mencionarse que la batería deberá colocarse en un lugar ventilado y de fácil acceso, pero restringido. Deberá tomarse en cuenta la limpieza de los terminales de la batería, la verificación del nivel de electrolito, el relleno de agua y el reemplazo de fusibles los que deben ser realizados sin mover las baterías. Además por la posibilidad de ocurrencia de accidentes si la batería o su contenedor se vuelcan o se cortocircuitan accidentalmente sus terminales, es necesario tomar las previsiones necesarias para evitar tales situaciones.

2.1.4. Sistema de Regulación de carga

2.1.4.1. Aspectos generales

La función ideal de regulación de carga debería depender directamente del estado de carga de la batería. Actualmente existen dispositivos que permiten realizar esta función, pero son complejos y su elevado costo limita su uso en sistemas FV domésticos. Los reguladores que se emplean generalmente atienden el voltaje de la batería.

En la mayoría de los casos, el precio del regulador representa solamente el 5% de la inversión inicial en el sistema FV. Pero el costo que puede representar a largo plazo es mucho mayor, debido a que las baterías pueden ser el componente de mayor coste a lo largo de la vida útil del sistema, y la duración de estas dependen directamente de la calidad del regulador de carga. Por esa razón deben emplearse reguladores de carga de buena calidad y con una vida útil superior a los 10 años.

2.1.4.2. Dimensionamiento del Regulador de carga

Una vez definido el generador fotovoltaico y el número de baterías a utilizar en el acumulador, multiplicaremos la intensidad de cortocircuito de cada panel, obtenida del catálogo, por el número de grupos de paneles en paralelo necesarios para el sistema.

Como la corriente nominal de cortocircuito (I_{sc}), del panel se mantiene constante en conexión serie, se usa el número de paneles de conexión paralelo de la ecuación 2.9 para incrementar la corriente, de este modo se consigue la corriente máxima del sistema como se ve en la ecuación 2.14.

$$I_{m\acute{a}x} = I_{sc} \times Np_p \quad ec \ 2.14$$

$$I_{m\acute{a}x} = 8,78 \ A \times 17$$

$$I_{m\acute{a}x} = 149,26 \ A$$

Por tanto, se necesitará un regulador de carga capaz de soportar la corriente máxima antes calculada, pero por seguridad se deberá sobredimensionar un 25% más de esa corriente, es decir, el regulador de carga será de 187 A o superior.

2.1.5. Sistema de adaptación de corriente (inversor)⁴⁷

2.1.5.1 Aspectos Generales

⁴⁷ LAMAISON, Martín, Apuntes Energía Solar Fotovoltaica, Radiación Solar. 2004. <http://tec.upc.es/esf/radiacion.pdf>

Su función es adecuar las características de la energía generada a las demandadas por las aplicaciones de la instalación. Un sistema de conmutación electrónico, llamado inversor, transforma la corriente continua de las baterías en corriente alterna.

Las principales características que deben considerarse para el dimensionamiento del inversor son:

- ✓ La tensión de entrada.
- ✓ Máxima potencia que puede manejar.
- ✓ Margen de sobrecarga permisible.
- ✓ Potencia, tensión y forma de la onda a la salida
- ✓ Frecuencia de trabajo y máximo error de frecuencia.
- ✓ Eficiencia de transformación (generalmente cercana al 85%)⁴⁸.

Junto a estos parámetros deben considerarse algunos otros prácticos como:

- ✓ Montaje Mecánico
- ✓ Rango de temperatura ambiente de trabajo
- ✓ Diámetro máximo permisible de los conectores de CC
- ✓ Protecciones automáticas

2.1.5.2. Consideraciones de diseño

Las hojas de datos de inversores generalmente brindan dos valores de potencia, uno que corresponde a la potencia que el inversor puede suministrar en forma continua, y otro valor que indica la máxima potencia que el aparato puede tolerar durante un lapso de tiempo específico.

El valor de potencia continua que puede suministrar el inversor, puede tomarse como válido si no se sobrepasa la máxima temperatura ambiente especificada, se tiene el voltaje requerido mínimo en la entrada de CC, y la carga que se conecta es resistiva o casi resistiva. Si se conectan cargas inductivas la onda de voltaje y corriente se distorsiona y cambia el factor de potencia, por lo que la potencia real que el inversor puede manejar disminuye.

⁴⁸ s/a, Energía Solar Fotovoltaica, El Inversor, 2006, <http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.com/2006/01/el-inversor.html>

La eficiencia del inversor varía en función del nivel de carga. Dicha eficiencia es mayor si el nivel de carga que se conecta se encuentra cerca del valor nominal para el que fue diseñado, y disminuye cuando opera con poca carga o sobrecarga.

Los inversores que suministran potencias elevadas poseen dispositivos de seguridad que se encuentran en funcionamiento las 24 horas del día, por lo que existe un consumo aun cuando no se transfiere potencia a las cargas.

Algunos inversores implementan una función adicional que permite que se desconecte la salida del mismo para dar paso a la de un generador CA de respaldo, lo que permite utilizar los mismos terminales de CA sin tener que realizar transferencia manual de los cables de un dispositivo a otro.

Para los equipos que generan onda sinusoidal modificada generalmente no se especifica el contenido armónico y el error es de ± 4 ciclos a 60 Hz.

El dimensionamiento del inversor se realiza en base al pico máximo de potencia que se estima en el consumo, pero esto depende de que los usuarios planeen el uso de la energía para reducir lo más posible el pico de energía. En general las personas que utilizan el sistema no tienen idea alguna del consumo eléctrico que utilizan o que van a necesitar, y es probable que el consumo inicialmente moderado aumente con el tiempo. Es necesario realizar un cálculo certero de la distribución del consumo de energía, ya que la potencia pico que se toma como referencia en el diseño tiene mucha influencia sobre el costo inicial del proyecto.

El cálculo del inversor de manera general no está sujeto a ninguna ley en particular, la elección de este depende fundamentalmente del tipo de carga que será alimentada, por lo que la potencia nominal del inversor estará determinada por la carga conectada más un 10% de reserva y más un 15% por autoconsumo, de aquí que:

$$P_{ni} = P_{rcs} \times 1,25 \quad \text{ec 2.15}$$

$$P_{ni} = 5000 \text{ W} \times 1,25$$

$$P_{ni} = 6.250 \text{ W}$$

Donde P_{ni} es la potencia nominal del inversor y P_{rcs} es la potencia total de carga conectada simultáneamente.

A pesar que el cálculo de los inversores dependa fundamentalmente del tipo de carga conectada hay que tener en cuenta un factor determinante para su diseño, como es la capacidad para soportar picos que está determinada por:

$$\text{Capacidad de Picos} = \text{Prce} + \text{PICOS} \quad \text{ec 2.16}$$

$$\text{Capacidad de Picos} = 5000 \text{ W} + (2 \times \text{Pni})$$

$$\text{Capacidad de Picos} = 5000 \text{ W} + (2 \times 6.250 \text{ W})$$

El estudio del Inversor desarrollado estará basado en que permita picos del doble de la potencia nominal de funcionamiento.

A continuación se presentan los parámetros característicos del inversor requerido para el diseño del sistema solar fotovoltaico:

Variable	P (W)	Ecuación
Pni	6.250	2.16
Capacidad de Picos	17.500	2.17

Fuente: Los autores

Tabla 2-4 Parámetros característicos del Inversor a diseñarse

2.1.6. Cableado

Bajas tensiones y corrientes elevadas son característicos en sistemas FV, por lo que incluso caídas pequeñas de tensión tienden a ser significativas y generan efectos negativos sobre la corriente entregada por el generador fotovoltaico, la regulación de carga de la batería y la vida útil de las lámparas fluorescentes.

Por estas razones, debe evitarse las caídas de tensión dimensionando adecuadamente el cableado. Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean menores al 5% entre el generador y el regulador, menores de 1% entre el regulador y las baterías, e inferiores a 5% entre el regulador de carga y

las cargas. Esto en condiciones de máxima corriente. Estas caídas en los conductores, son independientes de las caídas en regulador, mencionadas anteriormente.

Los cables deberán ser aptos para funcionar a la intemperie según la norma IEC60811⁴⁹, o la norma para cables relevante en el país de interés.

Las terminales de los cables deberán permitir una conexión mecánicamente fuerte, segura y con baja caída de tensión.

Los cables deben asegurarse a las estructuras de soporte o a las paredes, para evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación eléctrica (cajas de conexión, balastos, interruptores, etc.).

En el caso en que se monten sobre una superficie, los cables deben graparse a las paredes, a intervalos adecuados, para asegurar su posición vertical y horizontal (no se recomienda posicionarlos de forma oblicua). De no ser así, deben embutirse en las paredes y recubrirse con yeso o un material similar.

2.1.6.1. Selección de conductores para cada tramo del sistema

Teniendo en cuenta las caídas de tensiones máximas admisibles y trabajando con la Ley de Ohm se puede llegar a la siguiente expresión para calcular el calibre de los cables en las distintas partes del sistema:

$$S = 0,036 \times \frac{I \times L}{V} \quad ec \ 2.17$$

Dónde:

S: sección del cable en (mm^2)

0,036: factor para conductores de cobre ($\rho = 0,018 \ \Omega \cdot mm^2/m$)

I: intensidad de corriente máxima prevista en (A)

V: caída de voltaje admisible en (V) (= caída (%). $V_n/100$)

L: longitud del cable en (m)

⁴⁹ INTERNATIONAL STANDARD, IEC60811-1-1, 07-2001, http://webstore.iec.ch/preview/info_iec60811-1-1%7Bed2.1%7Den_d.pdf

Para la elaboración de este cálculo se parte de la ecuación 2.18, que permite la determinación del valor de la Corriente máxima (I) que circulará por dicho tramo, para posteriormente hallar la sección transversal del conductor (S), y escoger las dimensiones del conductor.

$$I = I_{sc} \times Np_p \quad \text{ec 2.18}$$

$$I = 8,78 \times 17$$

$$I = 149,26 \text{ A}$$

Dónde:

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del panel

Np_p : Número de paneles en paralelo por tramo

Para el caso especial del Tramo Banco de Baterías – Inversor, la ecuación que rige el cálculo de la Corriente máxima ($I_{m\acute{a}x}$) se rige mediante la ecuación 2.19, donde: P_{rcs} representa la potencia real de consumo simultáneo (ec 2.1), a un rendimiento (η) de 0,8 y una tensión en el tramo de 48V.

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_{rcs} \times 1,25}{\eta \times V_m} \quad \text{ec 2.19}$$

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{5000 \times 1,25}{0,8 \times 48}$$

$$I_{m\acute{a}x} = 162,76 \text{ A}$$

En líneas generales, se estableció el uso de conductores de Cobre con aislamiento tipo THW, 75°C, 600V⁵⁰, al igual que el empleo de los porcentajes de caída de tensión. Como se desconoce las longitudes de los conductores se deja a disposición la tabla de calibre de conductores (ver Anexo G) para que el diseñador tome en cuenta los pasos dados en este tópico y elija con criterio el conductor adecuado.

2.1.7. Dispositivos de protección

El factor que representa mayor peligro en un sistema fotovoltaico es la batería, ya que tienen corrientes de cortocircuito muy altas, además contienen ácido sulfúrico y libera gases inflamables, para evitar este tipo de riesgos, tanto la batería como el

⁵⁰ ELECTROCABLE, www.electrocable.com/electrocables/espanol/cobre/thw.htm

regulador de carga deben estar protegidos contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito. Dichas protecciones deben tener efecto tanto sobre la línea del generador fotovoltaico como sobre la línea de las cargas.

Las protecciones pueden realizarse de manera fácil implementando fusibles, diodos, disyuntores u otros; y pueden o no estar incluidas dentro de la caja del regulador.

En cualquiera de los casos, dichas protecciones se consideran parte del regulador en lo relativo a caídas de tensión en las mismas.

La instalación de un sistema de pararrayos completo no es aceptable desde el punto de vista económico, debido a que generalmente el porcentaje de los daños en módulos y reguladores ocasionados por efecto de los rayos es muy bajo, en comparación con elevado aumento en el costo inicial del sistema FV que implica la instalación de tal sistema de protección. Por esta razón, en regiones con tormentas eléctricas frecuentes se debe instalar algún medio de aislar manualmente los polos positivo y negativo del lado del generador fotovoltaico. De este modo se puede desconectar el generador fotovoltaico cuando hay riesgo de descargas eléctricas atmosféricas.

2.1.7.1. Selección de las protecciones para cada tramo del sistema

Los fusibles para la protección de los cables se eligen de forma que la máxima corriente de operación esté entre el 50 y 80% de la capacidad nominal del mismo. Los fusibles se instalan preferiblemente en las líneas de polaridad positiva.

Cumpliendo con los requerimientos del Código Eléctrico Nacional, se aplica un factor de seguridad de 1,25 a las corrientes de cortocircuito:

$$I_{cc} = Np_p \times I_{sc} \quad \text{ec 2.20}$$

$$I_{cc} = 17 \times 8,78 \text{ A}$$

$$I_{cc} = 149,26 \text{ A}$$

Donde:

Np_p : Número de paneles en paralelo.

I_{sc} = Corriente de corto circuito del panel.

I_{cc} = Corriente de cortocircuito.

Tomando en cuenta que el Sistema Fotovoltaico se encuentra constituido por un número de paneles de 215 Wp, con $I_{sc} = 8,78 \text{ A}$ y $V_{oc} = 33,2 \text{ V}$, la Corriente de corto circuito del generador Fotovoltaico (I_{ccfv}), se definirá como:

$$I_{ccfv} = 125\% \times I_{cc} \quad \text{ec 2.21}$$

$$I_{ccfv} = 1,25 \times 149,26 \text{ A}$$

$$I_{ccfv} = 186,57 \text{ A}$$

En el caso particular del breaker de desconexión Batería – Inversor, se parte de la ecuación 2.19 con la cual se calcula la corriente requerida por la carga en alterna.

$$I_{ccbi} = 125\% \times I_{m\acute{a}x} \quad \text{ec 2.22}$$

$$I_{ccbi} = 1,25 \times 162,76 \text{ A}$$

$$I_{ccbi} = 203,45 \text{ A}$$

Dónde:

I_{ccbi} : Corriente de cortocircuito batería – inversor

Para la protección de la carga se considera la potencia total del sistema dividido para el factor de $\sqrt{3}$ por ser una red trifásica, así:

$$P_{fase} = \frac{P_t \times 1,25}{\sqrt{3}} \quad \text{ec 2.23}$$

$$P_{fase} = \frac{5000 \times 1,25}{\sqrt{3}}$$

$$P_{fase} = 3608,44 \text{ W}$$

Por consiguiente la corriente máxima de carga sería:

$$I_{carga} = \frac{P_{fase}}{V_{fase} \times \cos\rho} \quad \text{ec 2.24}$$

$$I_{carga} = \frac{3608,44 \text{ W}}{127 \text{ V} \times 0,9}$$

$$I_{carga} = 31,56 \text{ A}$$

Dónde:

$\cos\rho = 0,9$: Factor de Potencia

$V_{fase} = 127$: Voltaje Normalizado para redes trifásicas

Para conocer el valor de la protección se multiplica la corriente de carga para el factor de 1,2 para sobredimensionar la misma.

Nº Tramos	Tramo	I _{cc} (A)	I _{ccfv} (A)	Protección (A)
1	Panel – Regulador	149,26	179,11	200 (monofásica)
1	Regulador – Batería	149,26	179,11	200 (monofásica)
1	Batería – Inversor	162,76	195,31	200 (monofásica)
1	Inversor – Carga	31,56	37,88	40 (monofásica)

Fuente: Los autores

Tabla 2-5 Protecciones del sistema

Nota: El conductor que va desde el regulador de carga a las baterías es el mismo que el de los paneles al regulador, de igual forma sucede para la protección de ese tramo, acuerdo a la tabla 2-5, se selecciona la mayor que resulte.

2.1.8. Selección del Panel Solar

2.1.8.1. Aspectos generales

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales semiconductores y los métodos de fabricación que se empleen. Los tipos de paneles solares que se pueden encontrar en el mercado son:

Silicio Puro monocristalino.- Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.



Fuente: Kyocera Solar

Figura 2-2 Módulo monocristalino

Silicio puro policristalino.- Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



Fuente: Kyocera Solar

Figura 2-3 Módulo policristalino

Silicio amorfo.- También son paneles basados en silicio, pero este material no sigue una estructura cristalina. Este tipo de paneles son empleados habitualmente para pequeños dispositivos electrónicos y en pequeños equipos portátiles.

2.1.8.2. Elección del Panel Solar

Los paneles escogidos van a ser policristalinos con un alto rendimiento marca KYOCERA, su potencia se la escogerá según las siguientes tablas 2-6 y 2-7 que nos

muestra la escogencia adecuada para la energía requerida en el sistema, la factibilidad técnica y económica es fundamental para estas comparaciones.

Items	P panel (W)	Vn/panel (V)	Nº paneles	Np serie	Np paralelo	I nominal (A)	I total (A)
1	85	12	84	4	21	5,02	105,42
2	135	12	52	4	13	7,63	99,19
3	185	12	40	4	10	7,84	78,4
4	215	24	34	2	17	8,09	137,53
5	240	24	30	2	15	8,06	120,9
6	315	24	24	2	12	7,92	95,04

Fuente: Los autores

Tabla 2-6 Comparación técnica del panel solar policristalino (Kyocera) a distintas potencias

Items	Long/panel (m)	ancho/panel (m)	área total (m2)	Peso/panel (Kg)	Peso total (Kg)	4 UDS/W
1	1	0,652	54,768	8,3	697,2	28560
2	1,49	0,643	49,81964	12,47	648,44	28080
3	1,34	0,965	51,724	16,01	640,4	29600
4	1,5	0,965	49,215	18,6	632,4	29240
5	1,662	0,965	48,1149	21	630	28800
6	1,662	1,32	52,65216	28	672	30240

Fuente: Los autores

Tabla 2-7 Comparación económica del panel solar policristalino (Kyocera) a distintas potencias

Como se observa en la tabla 2-6, técnicamente para solventar la energía requerida para el sistema, la mejor opción es el panel de 215Wp de potencia, porque nos presenta un rendimiento mayor generándonos una corriente máxima de 137,53 A, la que se usará para la carga de las baterías. Mientras que en la tabla 2-7, se nota que esta opción de potencia no es la mejor económicamente, pero si comparamos además el peso total de los paneles, el área total y el número de paneles a instalarse se puede obviar la diferencia económica existente, siendo el panel de potencia de 215Wp la mejor opción al mejor costo.

El panel solar seleccionado para el proyecto será el KYOCERA - KD215GX-LFBS de 215 Wp con las siguientes características:

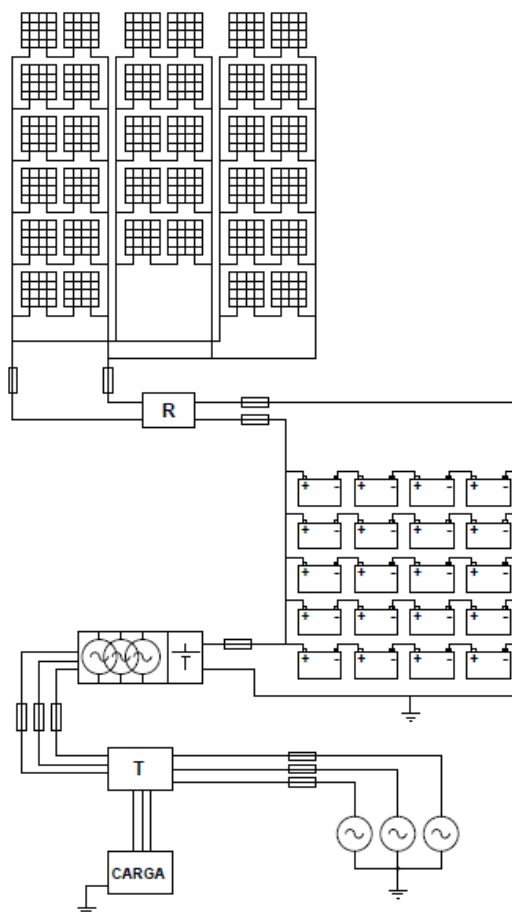
Standard Test Conditions				
	KD205GX-LFBS	KD210GX-LFBS	KD215GX-LFBS	
P_{mp}^2	205	210	215	W
V_{mp}	26.6	26.6	26.6	V
I_{mp}	7.71	7.90	8.09	A
V_{oc}	33.2	33.2	33.2	V
I_{sc}	8.36	8.58	8.78	A
$P_{tolerance}$	+5/-0	+5/-0	+5/-0	%

Fuente: Kyocera solar

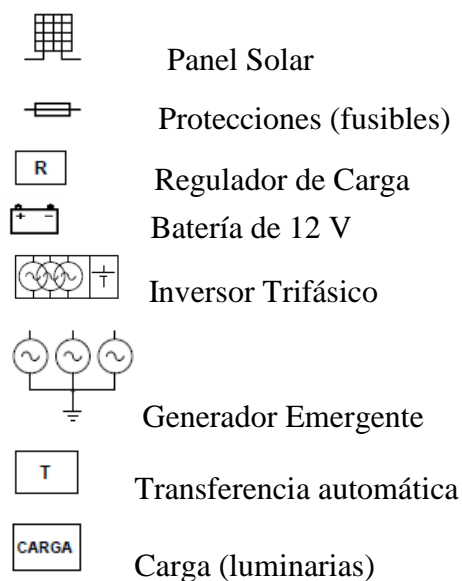
Tabla 2-8 Especificaciones Técnicas del panel solar KD215GX-LFBS⁵¹. Anexo H

2.1.9. Topología del sistema

Con los componentes escogidos la topología del sistema es tal como se muestra en la figura 2-4 (el esquema mostrado es para una autonomía de 3 días).



⁵¹ KYOCERASOLAR , http://www.kyocerasolar.com/pdf/specsheets/KyoceraSolar_KD135GX_Web.pdf



Fuente: Los autores

Figura 2-4 Topología del Sistema Fotovoltaico Autónomo de 5KW

2.2. Estudio de Factibilidad Técnica y Económica del Sistema FV Diseñado

Después de definir el diseño del sistema fotovoltaico de 5KW, es pertinente realizar un estudio de factibilidad para determinar la infraestructura tecnológica y la capacidad técnica que implica la implantación del sistema en cuestión, así como los costos, beneficios y el grado de aceptación que la propuesta genera en el inversionista. Este análisis permitirá determinar las posibilidades de diseño y construcción de los equipos intervinientes en el sistema propuesto y su puesta en marcha, los aspectos tomados en cuenta para este estudio se describen a continuación:

2.2.1. Factibilidad técnica del sistema fotovoltaico de 5KW

La factibilidad técnica, se fundamenta en ejecutar una valoración de la tecnología existente, con la finalidad de aprovechar las diversas fuentes que se encuentran en abundancia en nuestro medio, una de ellas es la energía solar.

Este estudio estuvo destinado a recolectar información sobre los componentes técnicos necesarios y la posibilidad de adquirirlos en el mercado nacional o internacional, para el desarrollo e implementación del sistema propuesto. La disponibilidad de espacio físico que debemos contar para la instalación y el traslado de los equipos también será un factor predominante a la hora de decidir la puesta en marcha del proyecto.

De acuerdo a la tecnología necesaria para la implantación del sistema, se han propuesto los equipos necesarios para el funcionamiento del mismo:

1. Paneles solares
2. Convertidor DC/AC (Inversor)
3. Regulador de carga
4. Baterías solares (Acumuladores)
5. Estructura, seguidor solar en dos ejes
6. Transferencia automática

Todos los equipos en mención son obligatorios para la implementación del sistema propuesto; pese que la energía solar fotovoltaica es un tipo de energía nueva, la tecnología que usa no carece de fabricación y se los puede adquirir en empresas especializadas en todo el mundo en las mismas potencias diseñadas para el sistema de 5KW.

Como la propuesta para el sistema, es la fabricación propia de los equipos: regulador de carga, transferencia automática, inversor y el control de la estructura seguidora de sol en dos ejes; (se plantean los diseños para cada uno de ellos en el capítulo IV) utilizan componentes electrónicos semiconductores existentes en el mercado local o en el peor de los casos en el mercado internacional. Las tarjetas de control serán armadas bajo el diseño propuesto en el capítulo IV y la elaboración de las mismas estará a cargo de electrónicas especializadas que cuentan con la tecnología requerida para los procesos de fabricación.

Los equipos deberán estar dentro de un gabinete metálico auto soportado que permita alojar los componentes eléctricos y electrónicos. El gabinete deberá contar con: puerta desmontable, cerradura con llave, doble fondo, el grado de protección debe ser

alto, el color del gabinete gris, mientras que para el doble fondo debe ser de color naranja.

Se debe adquirir una programadora de microcontroladores PICkit 2, fácil de adquirir y de utilizar.

En cuanto a software de programación de los microcontroladores se refiere, será a elección del programador basado en el lenguaje Basic, pueden ser; MicroBasic, PicBasic, Proton⁵², entre otros.

Se debe contar con espacio físico de terreno mínimo de 80 metros cuadrados sin sombras para la instalación de la estructura seguidora de sol en dos ejes. Contar con facilidades para el transporte de los equipos y materiales hacia el lugar de instalación. Éste puede ser el único inconveniente técnico dependiendo el lugar de la implementación del sistema.

Como la instalación fotovoltaica está dirigida para la iluminación de laboratorios y suponiendo que la Institución inversionista no cuente con restricción de espacio físico, ni de inaccesibilidad al transportar los equipos hacia el lugar de la instalación; como resultado de este estudio técnico se determina que en los actuales momentos, se cuenta con la tecnología necesaria para el desarrollo y puesta en funcionamiento del sistema fotovoltaico propuesto.

2.2.2. Factibilidad económica de un proyecto

2.2.2.1. Aspectos Generales

Para determinar la factibilidad económica de un proyecto, se deben considerar varios factores de la producción como son trabajo, materia prima y capital.

Estos tres factores de la producción pueden ser medidos como por ejemplo: todo trabajo debe ser remunerado, este se refleja mediante un salario, la materia prima tiene un costo de adquisición y obviamente el capital que es la moneda que se paga por cualquier bien o servicio. Dentro de estos parámetros hay un punto importante

⁵² Las líneas de programa de cada microcontrolador para los equipos diseñados detallados en el capítulo IV, son para el programa Proton.

que es el interés que no es más que un valor adicional que se debe pagar por utilizar el dinero de otras personas o entidades financieras.

Dependiendo del tipo de transacción que se realice se puede determinar un interés simple o un interés compuesto.

2.2.2.1.1. Interés Simple y Compuesto

A la rentabilidad del capital que se genera a un tiempo determinado se le conoce como interés simple, y se puede expresar como el producto del número de años por la tasa de interés y por el capital inicial, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$J = n * i * C_o \quad \text{ec 2.25}$$

Dónde:

J: Rentabilidad del capital

n: número de años

i: tasa de interés

C_o: Capital inicial

De esta ecuación podemos concluir que el capital acumulado durante un periodo de tiempo sean estos, meses o años, se puede decir que es la suma del interés más el capital inicial, tal como vemos en la siguiente expresión:

$$C_n = C_o + J \quad \text{ec 2.26}$$

Dónde:

C_n: Capital acumulado

C_o: Capital inicial

J: Rentabilidad del capital

Mientras que el interés compuesto es el rendimiento financiero que genera un capital durante un período de tiempo, y se puede denotar en la siguiente fórmula matemática:

$$C_1 = C_o + i * C_o = C_o * (1 + i)$$

$$C_2 = C_1 + i * C_1 = C_1 * (1 + i) = C_o * (1 + i)^1$$

$$C_3 = C_2 + i * C_2 = C_2 * (1 + i) = C_0 * (1 + i)^2$$

$$C_n = C_0 * (1 + i)^n \quad \text{ec 2.27}$$

Dónde:

C_n : Capital acumulado

C_0 : Capital inicial

i : tasa de interés

n : número de años

2.2.2.1.2. Rentas

La renta no es más que un valor que se paga o se recibe a través de un tiempo determinado por un bien o un servicio, la acumulación de rentas puede generar un capital y se lo puede expresar en la siguiente ecuación:

$$C_1 = R$$

$$C_2 = R + R * (1 + i)$$

$$C_3 = R + (R + R * (1 + i)) * (1 + i) = R + R * (1 + i) + R * (1 + i)^2$$

$$C_n = R + R * (1 + i) + R * (1 + i)^2 \dots \dots \dots R * (1 + i)^{(n-1)}$$

$$C_n = R * \sum_{k=1}^n (1 + i)^{(n-k)}$$

Expresado esta ecuación como capital quedaría de la siguiente forma:

$$C_n = R * \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad \text{ec 2.28}$$

Dónde:

C_n : Capital acumulado

R : Renta

i : tasa de interés

n : número de años

Si deseamos cambiar el capital acumulado durante varios años a un capital presente, deberíamos relacionar la ecuación 2.27 y la ecuación 2.28 y se obtendrá el capital presente conociendo el capital a futuro, tal como lo indica el siguiente enunciado.

$$C_o = R * \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \quad \text{ec 2.29}$$

Dónde:

C_o : Capital inicial

R: Renta

i: tasa de interés

n: número de años

2.2.2.1.3. Flujos Financieros

Para no entrar mucho en el campo económico, se puede decir que los flujos financieros son la sucesión de ingresos y egresos que puede generar un proyecto, se debe considerar el signo, es decir; si son ingresos será signo positivo, caso contrario si son egresos será signo negativo, es por eso que considerando este flujo financiero, el capital acumulado a base de las rentas se puede expresar de la siguiente forma:

$$C_o = (R_{ing} - R_{egr}) * \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \quad \text{ec 2.30}$$

Dónde:

C_o : Capital inicial

R_{ing} : Renta por los ingresos

R_{egr} : Renta por los egresos

i: tasa de interés

n: número de años

Otro parámetro que se debe considerar dentro de los flujos financieros es la depreciación de los equipos, que no es más que la pérdida de valor de un bien mueble o inmueble, a ésta pérdida de valor se le conoce con el nombre de valor residual, por tanto, al igual que todos los otros parámetros existen fórmulas matemáticas que logran determinar la depreciación.

$$C_o = \frac{\text{Valor residual}}{(1+i)^n} \quad \text{ec 2.31}$$

Dónde:

C_o : Capital inicial

i : tasa de interés

n : número de años

Cuando en un país no hay estabilidad económica, el dinero pierde su valor, es decir con la misma cantidad de dinero no se puede adquirir el mismo bien o servicio cuando ha pasado varios años, a este fenómeno se le conoce con el nombre de inflación.

Para determinar la factibilidad económica de un proyecto también se debe considerar la inflación, para ello se plantea la siguiente ecuación:

$$C_n = \frac{C_o}{(1+t)^n} \quad \text{ec 2.32}$$

Dónde:

C_n : Capital acumulado

C_o : Capital inicial

t : inflación anual

n : número de años

Un capital sujeto a una inflación genera la siguiente ecuación:

$$C_n = \frac{C_o * (1+i_{nom})^n}{(1+t)^n} \quad \text{ec 2.33}$$

Donde la i_{nom} es aproximadamente igual al interés más la inflación anual, considerando despreciable el producto de interés por inflación

$$i_{nom} = i + t$$

Dónde:

i_{nom} : interés nominal

i : interés anual

t: tasa de inflación anual

2.2.2.1.4. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto VAN o valor actual liquidado VAL, es el indicador financiero que mide los flujos de los ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para a futuro descontando la inversión inicial existe una ganancia.

Una vez determinado el valor del VAN, se puede determinar si el proyecto es factible o no, este indicador también determina que proyecto es más rentable entre varias opciones, incluso, si alguien nos ofrece comprar nuestro negocio, con este indicador podemos determinar si el precio ofrecido está por encima o por debajo de lo que ganaríamos de no venderlo.

La fórmula del VAN se determina de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad ec \ 2.34$$

Dónde:

FC_k : Flujo de caja en el tiempo k

i: tasa de interés

k: número de años

Como en el tiempo $k = 0$, se hacen todas las inversiones, este rubro al igual que los egresos son de signo negativo para utilizar la ecuación, deduciendo tendríamos la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{-Inversiones}{(1+i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor \ residual}{(1+i)^n} \quad ec \ 2.35$$

Según estudios realizados por economistas, han llegado a la conclusión de:

Si $VAL > 0$ Existe excedentes para el inversionista

Si $VAL < 0$ Existe pérdidas para el inversionista

Si VAL = 0 Existe ganancias para el inversionista

Veamos un ejemplo:

Un proyecto de una inversión de 12.000 y una tasa de descuento (TD) de 14%:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{-Inversiones}{(1+i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ residual}{(1+i)^n}$$

año 1 año 2 año 3 año 4 año 5

Flujo de caja neto 4000 4000 4000 4000 5000

$$\sum_{k=0}^n \frac{-Inversiones}{(1+i)^k} = \frac{-12000}{(1+0.14)^0} = -12000$$

$$\sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} = \frac{4000}{(1+0.14)^1} + \frac{4000}{(1+0.14)^2} + \frac{4000}{(1+0.14)^3} + \frac{4000}{(1+0.14)^4} + \frac{5000}{(1+0.14)^5}$$

$$\sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} = 3508,77 + 3077,87 + 2699,88 + 2368,32 + 2596,84$$

$$\sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} = 14251,68$$

$$\frac{Valor\ residual}{(1+i)^n} = 0$$

Porque no se piensa vender el proyecto, por tanto el valor del VAN, será:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{-Inversiones}{(1+i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ residual}{(1+i)^n}$$

$$VAN = -12000 + 14251,68 + 0$$

$$VAN = 2251,69$$

Si tendríamos que elegir entre varios proyectos (A, B y C):

$$VAN_a = 2251.69$$

$$VAN_b = 0$$

$$VAN_c = 1000$$

Los tres serían rentables, pero escogeríamos el proyecto A pues nos brindaría una mayor ganancia adicional.

2.2.2.1.5. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

Al TIR se le conoce también como la tasa interna de retorno, y no es más que el porcentaje de interés donde la ecuación del VAN sea igual a cero, dicho de otra forma el TIR es la tasa de descuento de un proyecto de inversión que permite que el flujo de caja sea igual a la inversión.

$$0 = \sum_{k=0}^n \frac{-Inversiones}{(1+i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ residual}{(1+i)^n} \quad ec\ 2.36$$

El TIR es la máxima tasa de descuento que puede tener un proyecto para que sea rentable, pues una mayor tasa ocasionaría que el flujo de caja sea menor que la inversión, por tanto el VAN será menor que 0

Debido a la complejidad de cálculo del TIR, se utiliza métodos de aproximación, y se determina que si:

TIR \geq 0 el proyecto es viable

2.2.2.1.6. Período de recuperación de la inversión (PIR)

Al tiempo donde un proyecto se puede recuperar la inversión inicial y luego de este período obtener ganancias, se le conoce con el nombre de PIR.

Para la mayoría de analistas económicos el tiempo de recuperación no debe ser mayor a 10 años, para que un proyecto sea viable.

Para calcular el PIR, se debe usar la siguiente ecuación:

$$Inv = R * \frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \quad ec \ 2.37$$

Dónde:

I_{nv} : Inversión

R: Renta

i: tasa de interés

n: número de años

2.2.2.2. Factibilidad económica del sistema fotovoltaico de 5KW

De acuerdo a lo revisado anteriormente, se necesitan algunos parámetros económicos para realizar el estudio de factibilidad económica del sistema fotovoltaico, la inversión a considerarse para la implementación del sistema se desglosa a continuación:

2.2.2.2.1. Costos Generales

Construcción del prototipo de Inversor trifásico de 5KW:

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
INVERSOR			
IGBT 6MBI200FB-060	2	\$ 300,00	\$ 600,00
disipador	1	\$ 300,00	\$ 300,00
Transformador	1	\$ 320,00	\$ 320,00
Conectores	1	\$ 5,00	\$ 5,00
Varios	1	\$ 5,00	\$ 5,00
			\$ 1.230,00
TARJETA DE CONTROL V,I, FALLAS			
LCD	1	\$ 12,00	\$ 12,00
Transformadores 12/9	3	\$ 1,50	\$ 4,50
Transformadores 12/9	3	\$ 2,50	\$ 7,50
Reguladores de voltaje +12 -12 +5 Vdc	9	\$ 1,25	\$ 11,25
Fuente	1	\$ 3,00	\$ 3,00
PIC12F675	3	\$ 2,50	\$ 7,50
PIC18F252	1	\$ 12,00	\$ 12,00
PIC16F819	1	\$ 4,00	\$ 4,00
Conectores	1	\$ 5,00	\$ 5,00
Varios	1	\$ 5,00	\$ 5,00
			\$ 71,75
			\$ 1.301,75

Fuente: Los autores

Tabla 2-9 Costo del prototipo de Inversor trifásico de 5KW

Construcción del prototipo de Regulador de Carga de 5KW:

REGULADOR DE CARGA				
Contactor de 75A a 48Vdc	1	\$ 77,88	\$ 77,88	
Fuente	1	\$ 3,00	\$ 3,00	
Display	3	\$ 1,10	\$ 3,30	
IGBT 1MBI300F-060	1	\$ 90,00	\$ 90,00	
PIC16F870	1	\$ 6,00	\$ 6,00	
Conectores	1	\$ 5,00	\$ 5,00	
Tip 122	4	\$ 0,50	\$ 2,00	
Varios	1	\$ 5,00	\$ 5,00	
				\$ 192,18

Fuente: Los autores

Tabla 2-10 Costo del prototipo de Regulador de Carga de 5KW

Construcción del Generador Solar Fotovoltaico:

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	TOTAL	
GENERADOR SOLAR				
Panel solar de 215W	34	\$ 860,00	\$ 29.240,00	
Estructura (Seguidor 2 ejes)	1	\$ 15.000,00	\$ 15.000,00	
bateria tipo VRLA de 250Ah	20	\$ 460,00	\$ 9.200,00	
Circuito de control en 2 direcciones			\$ 54,60	
PIC16F819	1	\$ 4,00	\$ 4,00	
Fotoreistencia	4	\$ 1,00	\$ 4,00	
Fuente 5Vdc	1	\$ 3,00	\$ 3,00	
Conectores	1	\$ 5,00	\$ 5,00	
Mosfet	8	\$ 4,20	\$ 33,60	
Varios	1	\$ 5,00	\$ 5,00	
				\$ 53.549,20

Fuente: Los autores

Tabla 2-11 Costo del Generador solar fotovoltaico de 5KW con seguidor solar en dos ejes

Construcción de la Transferencia automática:

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO	TOTAL	
TRANSFERENCIA AUTOMATICA				
Contactor de 75A a 48Vdc	3	\$ 77,88	\$ 233,64	
Circuito de control			\$ 26,50	
PIC16F819	1	\$ 4,00	\$ 4,00	
6N135	2	\$ 1,50	\$ 3,00	
Fuente	1	\$ 3,00	\$ 3,00	
Conectores	1	\$ 5,00	\$ 5,00	
Tip 122	3	\$ 0,50	\$ 1,50	
Varios	1	\$ 10,00	\$ 10,00	
				\$ 286,64

Fuente: Los autores

Tabla 2-12 Costo de la Transferencia automática de 5KW

Construcción de la tarjeta de filtros:

DESCRIPCION		CANTIDAD	COSTO	TOTAL	
TARJETA DE FILTROS					
Capacitores		3	\$ 5,50	\$ 16,50	
Conectores		1	\$ 3,00	\$ 3,00	
Varios		1	\$ 5,00	\$ 5,00	
					\$ 24,50

Fuente: Los autores

Tabla 2-13 Costo del Filtro trifásico para el inversor

Construcción del visualizador general del sistema:

DESCRIPCION		CANTIDAD	COSTO	TOTAL	
TARJETA DE VISUALIZACION					
GLCD		1	\$ 30,00	\$ 30,00	
PIC18F252		1	\$ 12,00	\$ 12,00	
DS-1307		1	\$ 3,00	\$ 3,00	
Conectores		1	\$ 5,00	\$ 5,00	
Pulsadores		1	\$ 5,00	\$ 5,00	
Varios		1	\$ 5,00	\$ 5,00	
					\$ 60,00

Fuente: Los autores

Tabla 2-14 Costo del Visualizador general

Consideraciones en el tablero de control:

DESCRIPCION		CANTIDAD	COSTO	TOTAL	
TABLERO METALICO					
Tablero metálico 1m x 60 x 30		1	\$ 174,00	\$ 174,00	
Luces de señalizacion		8	\$ 2,00	\$ 16,00	
Canaletas 80 x 80		3	\$ 14,00	\$ 42,00	
Riel Din		2	\$ 2,00	\$ 4,00	
Ventilador y filtro		1	\$ 15,00	\$ 15,00	
Disyuntor principal 4P 75A		1	\$ 28,28	\$ 28,28	
Fusibles y portafusibles		10	\$ 2,50	\$ 25,00	
Voltímetros analógicos		3	\$ 10,00	\$ 30,00	
Amperímetro 200/5A clase 0,5		3	\$ 10,00	\$ 30,00	
Transformadores de corriente de 200/5 clase 0,5		3	\$ 8,00	\$ 24,00	
Varios (Conductores y terminales)		1	\$ 50,00	\$ 50,00	\$ 438,28

Fuente: Los autores

Tabla 2-15 Costo del Tablero de control y acondicionamiento del mismo

Costos de instalación:

DESCRIPCION		CANTIDAD	COSTO	TOTAL	
COSTOS DE OPERACIÓN					
Programación de microcontroladores		1	\$ 500,00	\$ 500,00	
Montaje de tablero de control (conductores)		1	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	
Protocolos de prueba		1	\$ 250,00	\$ 250,00	
Puesta en marcha		1	\$ 500,00	\$ 500,00	
Imprevistos		1	\$ 500,00	\$ 500,00	
					\$ 3.750,00

Fuente: Los autores

Tabla 2-16 Costo de Instalación

Inversión total para la Implementación del Sistema Fotovoltaico de 5KW para la iluminación de laboratorios:

TOTAL DE INVERSION				\$ 59.602,55
---------------------------	--	--	--	---------------------

Fuente: Los autores

Tabla 2-17 Costo total de Implementación del sistema FV de 5KW

2.2.2.2.2. Factibilidad Económica del Sistema FV

Conocida la inversión total del sistema fotovoltaico y sabiendo que se promedia la vida útil de la instalación de 30 años se calculará si el proyecto es económicamente factible. Para ello se tomará el interés vigente del 10%⁵³ de acuerdo de los datos para fondos de desarrollo del Banco Nacional de Fomento.

La siguiente fórmula matemática nos permite conseguir el valor de anualidad conocido el interés y el número de años.

$$A = I * \frac{(1 + i)^n * i}{[(1 + i)^n - 1]} \quad ec \ 2.38$$

Donde,

A = Anualidad

I = Inversión

i = Interés

n = Número de años

Desarrollando el cálculo se obtiene lo siguiente:

$$A = 59.602,55 * \frac{(1 + 10\%)^{30} * 10\%}{[(1 + 10\%)^{30} - 1]}$$

$$A = 6.322,594 \frac{Usd}{año}$$

Si la potencia instalada del proyecto es de 5KW, y aplicando la ecuación 2.2 se obtiene el siguiente valor de energía:

⁵³ BNF, Tasas de interés activas periodo Agosto 2011, 01-septiembre-2011, www.bnf.fin.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=156&Itemid=440

$$E = 34.060 \text{ Wh}$$

Al año se tendrá:

$$E = 34.060 * \frac{365}{1000} \text{ Wh}$$

$$E = 12.433 \frac{\text{KWh}}{\text{año}}$$

Como el costo del KWh que nos facturaría la empresa comercializadora de energía es de aproximadamente 0,10 ctvos/KWh, se tendrá un valor de:

$$\text{Costo1} = E * \text{costo} \frac{\text{USD}}{\text{KWh}} \quad \text{ec 2.39}$$

$$\text{Costo1} = 12.433 \frac{\text{KWh}}{\text{año}} * 0,10 \frac{\text{USD}}{\text{KWh}}$$

$$\text{Costo1} = 1.243,3 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

De acuerdo a estudios realizados en la sección 2.4. se ha determinado que por cada kWh que se genera en una central térmica por la quema de combustibles fósiles, se produce alrededor de 0,75Kg de CO₂, motivo por el cual, si se usa una energía limpia, como la que se propone en este proyecto, no contaminada, aportaremos al con el cuido del planeta con la no contaminación mediante gases de efecto invernadero⁵⁴, en las siguientes cantidades:

$$e_{CO_2} = E * k \quad \text{ec 2.40}$$

Donde,

e_{CO_2} = emisión de Monóxido de Carbono

E = energía consumida anualmente

k = coeficiente de emisión específica

$$e_{CO_2} = 1.2433 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,75 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}}$$

⁵⁴ En el estudio de impacto medio ambiental realizado más adelante en la sección 2.4. se detalla en forma comparativa el uso de la energía solar (limpia) respecto la energía térmica (contaminante).

$$e_{CO_2} = 9,325 \frac{Tn}{año}$$

En el estudio de impacto medio ambiental realizado en la sección 2.4 se estima un costo de 37 Usd por tonelada métrica de CO₂⁵⁵, si en nuestro país existiera una ley que obligue a pagar este monto a las industrias emisoras de CO₂ por cada tonelada métrica, se vería afectada nuestra economía al tener que pagar más dinero por cada KWh consumido. Para nuestro estudio del sistema, podrá ser de la siguiente forma:

$$Costo2 = 37 \frac{USD}{Tn} * 9,325 \frac{Tn}{año} \quad ec \ 2.41$$

$$Costo2 = 345,18 \frac{USD}{año}$$

Si sumamos los costos, tanto el de generación como el de penalización por emanación de monóxido de carbono tendremos un total a cancelar de:

$$CostoT = 1243,3 \frac{USD}{año} + 898,29 \frac{USD}{año} \quad ec \ 2.42$$

$$CostoT = 1.588,327 \frac{Usd}{año}$$

Con la ecuación 2.28 se determina el ingreso total futuro a lo largo de la vida útil del proyecto y el interés dado:

$$C_n = R * \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$$

Donde,

C_n = Capital futuro

R = renta

i = interés

n = número de años

⁵⁵ Revise para mayor información la sección 2.4., explica el porqué de este valor por tonelada métrica de CO₂

El flujo de caja que se determina para este proyecto será la diferencia entre el capital futuro ingresado menos el capital futuro egresado; bajo ese criterio se aplica la ecuación 2.8 como sigue:

$$C_{n_ing} = 1.588,327 * \frac{(1 + 10\%)^{30} - 1}{10\%}$$

$$C_{n_ing} = 261.270,339 \text{ Usd}$$

Éste tipo de instalaciones tienen un bajo mantenimiento por operación, pero no quiere decir que nunca se lo hará, así que promediaremos un mantenimiento anual de UD\$ 400.

De igual manera con la ecuación 2.28 se determina el capital futuro con los mismos parámetros anteriores:

$$C_{n_egr} = Egr * \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$$

$$C_{n_egr} = 400 * \frac{(1 + 10\%)^{30} - 1}{10\%}$$

$$C_{n_egr} = 65.797,609 \text{ Usd}$$

Con el tiempo, el sistema tendrá un valor de depreciación aproximadamente un 60% de la inversión, por lo que nuestro valor residual será:

$$Residual = 0,6 * Inversión$$

$$Residual = 0,6 * UDS 59.602,55$$

$$Residual = UDS 29.801,275$$

Como ya se mencionó para conocer si el proyecto será económicamente factible se deberá calcular el valor del valor actual neto (VAN) aplicando la ecuación 2.35.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{-Inversiones}{(1 + i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1 + i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{Residual}{(1 + i)^k}$$

Como la fórmula que se observa, aplica todos los valores a valor presente, se usa el concepto para ello. Para cambiar un valor futuro a valor presente se y aplica el siguiente modelo matemático de la ecuación 2.32:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

Donde,

P = valor presente

F = valor futuro

i = interés

n = número de años

$$VAN = \frac{-6.322,594 * 30}{(1 + i)^{30}} + \frac{(261.270,339 - 65.797,609)}{(1 + i)^{30}} + \frac{29.801,275}{(1 + i)^{30}}$$

$$VAN = \frac{-189.677,811}{(1 + i)^{30}} + \frac{195.472,73}{(1 + i)^{30}} + \frac{29.801,275}{(1 + i)^{30}}$$

$$VAN = \frac{35.596,194}{(1 + i)^{30}}$$

$$VAN = 2.039,966$$

Como el valor del VAN es positivo, se determina que el proyecto en mención es económicamente factible, dándonos un excedente de ganancias.

La mayoría de los dispositivos que forman parte de este proyecto, se pueden adquirir en el mercado local, o adquirirlas a través de empresas comercializadoras en el exterior. En la tabla 2-18 se describe una comparación de cada uno de los componentes diseñados en este plan con la finalidad de abaratar costos y demostrarnos que si se pueden hacer las cosas en nuestro país.

	DISEÑADA		ADQUIRIDA
CIRCUITO DE CONTROL EN 2 DIRECCIONES	\$ 54,60		\$ 581,00
TRANSFERENCIA AUTOMATICA	\$ 286,64		\$ 495,64
REGULADOR DE CARGA	\$ 192,18		\$ 540,00
TARJETA DE FILTROS	\$ 24,50		\$ 24,50
INVERSOR	\$ 1.301,75		\$ 2.325,60
TARJETA DE VISUALIZACION	\$ 60,00		\$ 60,00
TABLERO METALICO	\$ 438,28		\$ 438,28
TOTAL DE INVERSION	\$ 2.357,95		\$ 4.465,02

Fuente: Los autores

Tabla 2-18 Cuadro comparativo de costos

Como se puede comprobar los costos⁵⁶ de fabricación comparados con los adquiridos, representan un ahorro en un 47%; cabe destacar además que los equipos de control del seguidor solar, la transferencia automática, el regulador de carga, los filtros y la tarjeta de visualización tendrán el mismo costo ya que no dependen de la potencia, esto quiere decir que para potencias superiores estos rubros se mantendrán llegando a obtener un ahorro más significativo.

En el caso del inversor intervienen dos aspectos, el primero que será el circuito de control, al cual se puede acoplar la etapa de potencia sin ninguna restricción, lo único que se debe considerar es la potencia de salida, donde el costo preponderante será el de los IGBT's y del disipador correspondiente a esa potencia.

Hay que recalcar además que si se considera que en nuestro país no existe ninguna penalización por la emanación de CO₂⁵⁷, el estudio de factibilidad económica cambiaría bruscamente.

De acuerdo a los datos obtenidos de la ecuación 2.38, la anualidad se mantendrá debido al préstamo adquirido con la Institución financiera pertinente, es decir \$6.322,594 $\frac{USD}{año}$, mientras que la cantidad de emisiones de CO₂ obtenidas en la ecuación 2.40 se eliminaría, como este valor tiene relación con el costo por tonelada métrica de monóxido de carbono, entonces el rubro de \$345,18 $\frac{USD}{año}$ (Costo2) se excluirá quedando un rubro de:

$$CostoT = Costo1 + Costo2$$

$$CostoT = 1243,3 \frac{USD}{año} + 0 \frac{USD}{año} \quad ec \ 2.42$$

$$CostoT = 1.243,3 \frac{Usd}{año}$$

Siguiendo el mismo criterio expuesto anteriormente y aplicando la ec 2.28 se puede determinar el ingreso total futuro.

⁵⁶ SOLARLUGO, Reguladores de carga, www.solarlugo.com/regu/regu.html
 SOLOSTOCKS, Inversores www.solostocks.com/venta-productos/inversor-trifasico_b:2
 BIO-SOL, Seguidor solar, www.bio-sol.net/productos/Wc221d9b7b5d42.htm
⁵⁷ MARTINEZ JOAN, Cuantificación de la deuda ecológica, p. 4

$$C_{n_ing} = 1.243,3 * \frac{(1 + 10\%)^{30} - 1}{10\%}$$

$$C_{n_ing} = 204.516,899 \text{ Usd}$$

El valor residual y el valor del egreso total futuro, se mantendrá constante ya que no ha variado el valor de la depreciación ni los costos por mantenimiento; utilizando la ecuación 2.35 para la obtener el valor del VAN tenemos lo siguiente:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{-Inversiones}{(1+i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{Residual}{(1+i)^k}$$

$$VAN = \frac{-6.322,594 * 30}{(1+i)^{30}} + \frac{(204.516,899 - 65.797,609)}{(1+i)^{30}} + \frac{29.801,275}{(1+i)^{30}}$$

$$VAN = \frac{-189.677,811}{(1+i)^{30}} + \frac{138.719,29}{(1+i)^{30}} + \frac{29.801,275}{(1+i)^{30}}$$

$$VAN = \frac{-21.157,246}{(1+i)^{30}}$$

$$VAN = -1.212,491$$

Como para este caso el VAN tiene un valor negativo, se llega a la conclusión que dicho proyecto no es factible económicamente.

2.2.2.2.2.1. Análisis Costo-Beneficio

Este análisis nos presenta grandes ventajas para nuestro país, ya que el mismo cuenta con los recursos técnicos necesarios (hardware y software) para el desarrollo e implantación del sistema renovable de energía, pese que la inversión inicial es muy alta, se debe tomar en cuenta el beneficio ambiental con la que se aporta al implementar estos sistemas de energía limpia y sustentable.

Es muy importante destacar que en esta nueva era de cambio, se debe impulsar a la investigación de nuevas tecnologías para la producción de energía limpia y renovable, sabiendo que la reserva de combustibles fósiles se está agotando.

Con la puesta en marcha de este proyecto se logrará cumplir con los objetivos de eliminar las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera y aportar con la

reducción de gases invernaderos causantes del calentamiento global que hoy en día estamos enfrentando.

Bajo este criterio la alternativa planteada para solucionar la problemática presente y mejorar la situación actual, es contribuyendo con la implementación del Sistema Fotovoltaico propuesto.

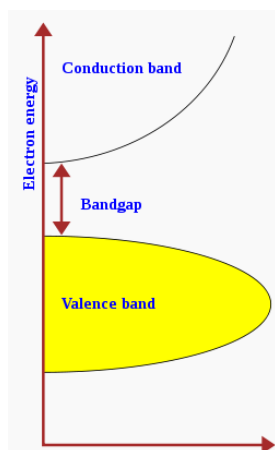
2.3. Tecnología para la fabricación de una celda fotovoltaica

2.3.1. Propiedades físicas de los materiales y dispositivos fotovoltaicos

Las celdas fotovoltaicas están fabricadas de un material semiconductor (sustancia que se comporta como un aislante o un conductor dependiendo de la temperatura ambiente a la que se encuentre), dentro de éste grupo se encuentran los semiconductores intrínsecos, que son aquellos donde el número de electrones libres que se encuentran en la banda de conducción es igual al número de espacios que dejan los electrones en la banda de valencia. Por tal motivo se puede definir como semiconductores intrínsecos a aquellos materiales que no tienen impurezas, es decir que se encuentran en estado puro.

Entre la banda de conducción y la banda de valencia existe una separación, que se la conoce con el nombre "*gap*" o banda prohibida, de este valor depende la conductividad eléctrica, entonces podemos concluir que cuando varía la temperatura, algunos de los enlaces covalentes se rompen y los electrones de la banda de valencia se liberan y después forman parte de la banda de conducción, comportándose como conductores. La energía necesaria para pasar de la banda de valencia a la banda de conducción es de 1eV (electrón voltio) "El electronvoltio, es una unidad de energía que toma un electrón cuando es acelerado por una diferencia de potencial de 1 voltio"⁵⁸

⁵⁸TEXTOS CIENTIFICOS, Los semiconductores, 4-Noviembre-2010, www.textoscientificos.com/quimica/inorganica/enlace-metales/semiconductores



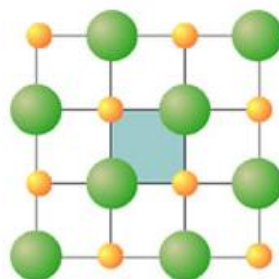
Fuente: s/a, Estructura de banda semiconductora, 2011

Figura 2-5 Gap de valencia⁵⁹

Teniendo en cuenta su estructura cristalina, los semiconductores se pueden clasificar en primera instancia en:

- ✓ Amorfos.
- ✓ Cristalinos
- ✓ Policristalinos

Los sólidos amorfos (no tiene forma), son materiales desordenados o desalineados que contienen un gran número de defectos estructurales y de ligaduras, es decir no presentan un patrón determinado, por lo cual no es posible definir una celda unidad⁶⁰ (Es la unidad más pequeña de cristal que se repite en todas direcciones). Entre los sólidos amorfos destaca el vidrio.



Fuente: s/a, El enlace iónico, 2006

Figura 2-6 Celda Unidad⁶¹

⁵⁹ WIKIPEDIA, Banda prohibida, 3-Noviembre-2010, http://es.wikipedia.org/wiki/Banda_prohibida

⁶⁰ FISICANET, Química del estado sólido, 3-Noviembre-2010, www.fisicanet.com.ar/quimica/uniones/ap03_estado_solido.php

⁶¹ Fuente: <http://www.textoscientificos.com/quimica/inorganica/enlace-ionico>

Estudios de difracción de rayos X (La difracción consiste en enviar un haz de radiación sobre el sólido y tomar medidas a diferentes ángulos en un amplio rango angular, con el objetivo de deducir la disposición de los átomos en el sólido objeto de estudio.) de algunos materiales como el Silicio y el Germanio amorfos (a-Si y a-Ge), muestran que la estructura de los primeros vecinos (tabla periódica), es similar a la de los materiales cristalinos; por otro lado, se observa que más allá de los quintos vecinos (tabla periódica⁶²) la distribución atómica es totalmente aleatoria.

Uno de los componentes cristalinos para fines fotovoltaicos es el silicio amorfo hidrogenado (a-Si-H), cuyas celdas consisten básicamente de capas delgadas de espesores de cerca de 1 μm , cuyas propiedades dependen fuertemente del método de elaboración empleado y cuyas características físicas difieren notablemente de los valores estándares por tratarse muchas veces de “materiales nuevos”.

Las propiedades físicas de los sólidos amorfos son:

- ✓ Temperatura de fusión.
- ✓ Parámetros ópticos
- ✓ Capacidad para conducir la corriente
- ✓ Resistencia a la deformación
- ✓ Diagrama energético
- ✓ Dureza.

A partir de estos parámetros se puede predecir su comportamiento de manera individual, por ejemplo en su interacción con la luz, o unión con otros materiales.

En particular el silicio amorfo (a-Si), también tiene número de coordinación cuatro (tetraédrico), al igual que el silicio cristalino (c-Si), y la distancia entre primeros vecinos difiere en un 1 a 2 %⁶³.

Los cristalinos a diferencia de los materiales amorfos, poseen una estructura regular, ordenada pudiéndose definir en este caso una celda unidad.

En el estado sólido, las moléculas, átomos o iones que componen la sustancia están unidos entre sí por fuerzas intensas, formando un todo compacto, esto es una

⁶² Anexo D

⁶³ TAMASI, Mariana, Celdas Solares para uso espacial, Optimización de procesos y caracterización, 2001, p. 68

característica de los sólidos y permite que entren las fuerzas de enlace dando lugar a una red cristalina.

La mayor parte de los sólidos presentes en la naturaleza son cristalinos aunque en ocasiones no se refleje en una forma geométrica a simple vista, ya que están formados por pequeños cristales orientados de diferentes maneras, en una estructura policristalina. Los componentes de una red cristalina son átomos, moléculas o iones.

Los materiales policristalinos están compuestos por varios cristales o granos cristalinos separados por una región llamada borde de grano, ésta región posee muchos defectos y zonas vacías que influyen significativamente sobre las propiedades físicas, en especial las de transporte.

2.3.2. Proceso de fabricación de celdas fotovoltaicas.

Para la elaboración de las celdas fotovoltaicas, hay que pasar por algunas etapas como son: la fabricación del Sílice, cristalización y por último la elaboración de la celda.

El Sílice es el segundo elemento más abundante en el mundo después del oxígeno, éste se presenta con algunos otros elementos, la arena es uno de los elementos que posee gran cantidad de Sílice, es por eso que es la fuente para la elaboración de los paneles solares.

A continuación se describirá los métodos de fabricación de una celda fotovoltaica de acuerdo a su composición cristalina. Pese a que existen diversos tipos de paneles solares, los más utilizadas son los de Sílice mono cristalino (Si-mc), Sílice poli cristalino (Si-pc) y Sílice amorfo (Si-a), de todas maneras el material del cual existe mayor información es de silicio mono cristalino (Si-mc).

2.3.3. Producción de Sílice

Como el silicio es tras el oxígeno, el más abundante y distribuido por nuestro planeta, no se encuentra aislado sino combinado con oxígeno. El silicio para uso

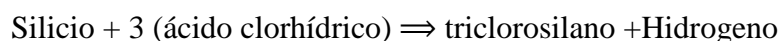
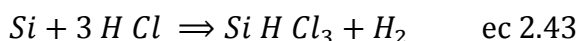
industrial parte de la cuarcita que es en una roca formada en un 90% de óxido de silicio (SiO_2).

La cuarcita, es un elemento que se encuentra en la arena, la cual posee alrededor de 99% de Sílice, por tanto para obtenerlo, hay que someterlo a altas temperaturas con la finalidad de lograr sílice (Si) en grado metalúrgico.

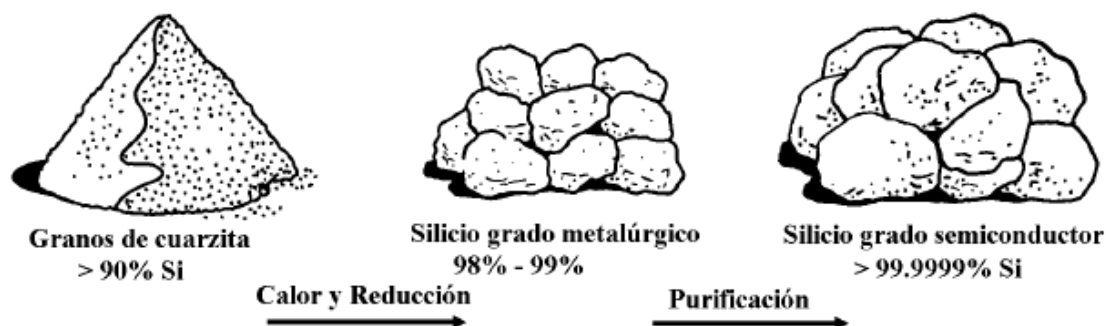
Al agregar carbón a la cuarcita en cantidades controladas y a altas temperaturas, se rompe el enlace entre el silicio y el oxígeno, éste se une con el carbón y se elimina en forma de dióxido de carbono (CO_2), el resultado de este proceso es un lingote de color gris metálico brillante, cuyo grado de impureza es del 99% (dos nueves).

Este silicio así obtenido se denomina de grado metalúrgico y es adecuado para esta industria que obtiene con él aleaciones especiales, pero no lo es para la industria de los semiconductores que requiere una alta pureza (algunos chips no admiten más de un átomo de impurezas por millón, 1 ppm), ni tampoco para la industria solar fotovoltaica que requiere una pureza intermedia (del orden de 10 ppm).

El siguiente proceso es la refinación de sílice de grado metalúrgico en sílice de grado semiconductor, es decir obtener sílice con un mayor grado de pureza, esto se lo consigue añadiendo ácido clorhídrico (3HCl), y se presenta una reacción química, la cual forma triclorosilanos (SiHCl_3) como se muestra en la siguiente ecuación química.



Como el punto de ebullición del triclorosilano (SiHCl_3) es bajo ($31,8^\circ\text{C}$), se lo puede purificar eficientemente mediante el proceso de destilación fraccionada, (destilación en la que se recoge separadamente las sustancias volátiles en función de su temperatura de ebullición) consiguiendo la eliminación de este elemento y obteniendo el Silicio con un 99,9999% de pureza. A este proceso se le conoce como pureza de 6 nueves.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-7 Producción de sílice semiconductor a partir de la cuarcita⁶⁴

La formación del Silicio policristalino se lo obtiene empleando la tecnología de descomposición química de vapor.

La deposición química de vapor (*Chemical Vapour Deposition* o CVD) se basa en la reacción de una mezcla de gases o vapores químicos, para dar lugar a un producto sólido, generalmente en forma de recubrimiento sobre un substrato, aunque también es posible obtener el material en forma de polvo.

2.3.3.1. Producción de Si-mono cristalino

Para poder obtener silicio monocristalino (Si-mc), se debe fundir el silicio policristalino (Si-pc) en un crisol a elevadas temperaturas (aproximadamente 1400°C), de esta forma se obtiene silicio en estado líquido, luego se coloca una semilla en la superficie del crisol, de tal forma que la estructura cristalina del silicio fundido adopte la estructura cristalina de la semilla mientras esta se vaya solidificando.

Existen algunos métodos, dentro de ellos podemos encontrar el método de crecimiento de *Czochralski* (CZ) y el Método *Floating Zone* (FZ).

⁶⁴ s/a Tecnología de Fabricación de celdas y módulos solares, p. 46

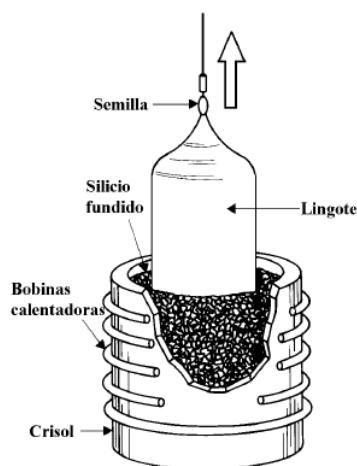
2.3.3.1.1. Método de Czochralski

A éste método se lo conoce como el CZ, debido a las iniciales de su inventor el científico polaco llamado Jan Czochralski, lo descubrió mientras investigaba los índices de cristalización de metales, el uso más importante es el alongamiento de grandes cilindros de sílice u otros semiconductores como por ejemplo arseniuro de galio.

El proceso consiste en tener una semilla que se pone en contacto con el silicio fundido cuya pureza es altísima (solamente algunas partes por millón de impureza), a este silicio que se encuentra con un grado de pureza alto, se la puede dopar con impurezas como el boro o fosforo, para conseguir un tipo de sílice denominado canal n o canal p, luego se hala lentamente mientras está girando a una velocidad de 10 cm/hora, obteniendo como resultado lingotes cilíndricos de Silicio monocristalino, dichos lingotes están entre 4 y 6 pulgadas de diámetro y 2 metros de longitud.

Este proceso se realiza normalmente en una atmósfera inerte, por ejemplo argón, y en un compartimiento inerte, por ejemplo cuarzo.

Cuando se tiene el lingote de silicio, se lo puede cortar en pequeñas obleas (rebanadas de 0,2 a 0,75 mm de espesor), para luego ser altamente pulido y utilizado en circuitos integrados o celdas solares.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

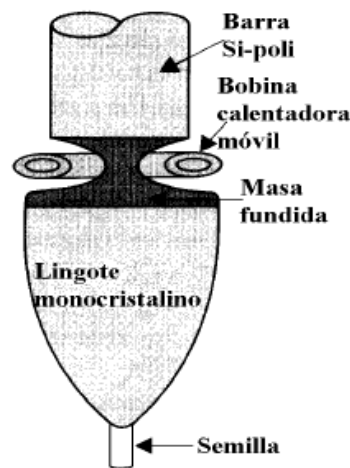
Figura 2-8 Método de crecimiento CZ (Czochralski) Si-Sc⁶⁵

⁶⁵ s/a, Op.Cit, p. 47

2.3.3.1.2. Método de Floating Zone

A éste método se lo conoce como zona flotante (Floating Zone FZ), donde se produce silicio monocristalino más puro que el método de crecimiento CZ, debido a que en este método se somete a la barra de silicio policristalino sobre una bobina que induce campo magnético, de tal forma que el silicio no tiene contacto con el crisol como en el método anterior.

De igual forma se toma una semilla que hará contacto con el material fundido y mediante un desplazamiento lento se solidificará tomando la misma estructura de la semilla, el silicio (Si) fundido, se sostiene entre las dos barras gracias a la tensión superficial.

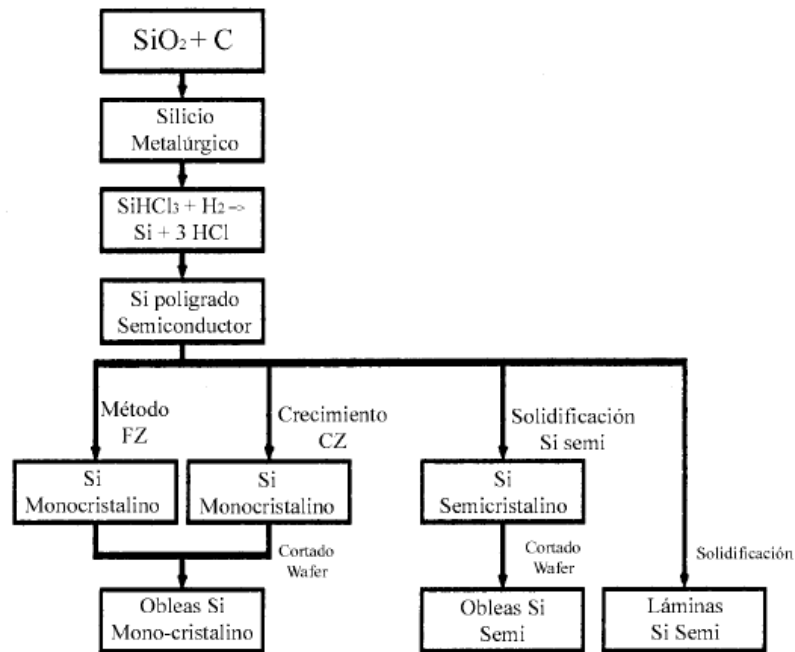


Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-9 Método *Floating Zone* (FZ) de crecimiento de Si-mc⁶⁶

En la figura 2-10 se puede visualizar un resumen de los diversos métodos para obtener sílice monocristalino.

⁶⁶ s/a, Op. Cit, p. 46



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

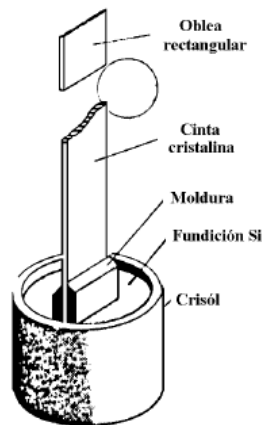
Figura 2-10 Diagrama de producción de celdas de Si-Sc⁶⁷

2.3.4. Producción de obleas

Una vez que se tiene la barra, se procede a realizar cortes en forma de rodajas (discos), donde se pierde un 20% de silicio en forma de polvillo, a estas se los denomina obleas, y tienen un espesor de 0,3 mm.

Todos estos métodos para poder lograr el silicio son costosos y complejos, por tal motivo se han desarrollado especialmente dos métodos de fabricación de obleas con la finalidad de evitar el desperdicio del silicio principalmente por el corte, uno de estos métodos se denomina el EFG (*Edge-defined Film-fed Growth*), que no es más que el producir una cinta de silicio, cuando ésta se solidifica el silicio que fluye por entre los bordes tomará la forma del molde es decir una lámina, como se puede apreciar en la figura 2-11.

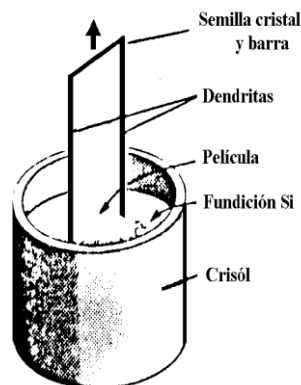
⁶⁷ S/A, Op. Cit, pag 47



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-11 Proceso EFG⁶⁸

El segundo método para producir silicio en forma plana, es el llamado DW (*Dendritic Web*).



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

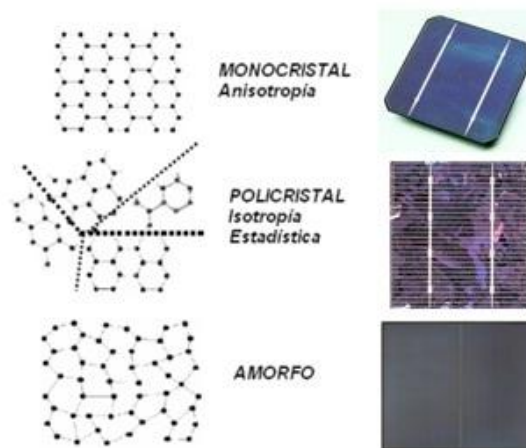
Figura 2-12 Proceso DW⁶⁹

Este procedimiento consiste en obtener dos semillas en forma de alambre (dendríticas), las cuales se sumergen en el silicio fundido, y una vez que se las extrae, el silicio fundido se solidifica y va adquiriendo la forma de una película plana, con la estructura cristalina de la semilla; con ésta técnica se logra conseguir celdas de alta calidad y menor desperdicio.

⁶⁸ Idem.

⁶⁹ s/a, Op. Cit, p. 49

2.3.5. Fabricación de celdas



Fuente: s/a

Figura 2-13 Estructura de una celda cristalina⁷⁰

Para poder fabricar celdas fotovoltaicas es necesario de la materia prima base, ésta puede ser de materiales semiconductores para lograr estructuras cristalinas óptimas, se ha escogido al silicio monocristalino, policristalino o amorfo, dependiendo de la calidad y la eficiencia de la celda fotovoltaica, aplicado estos últimos en elementos como relojes, calculadoras, etc. es decir en elementos de baja potencia.

Existen otros materiales para la construcción de las celdas como es el caso de telurio de cadmio y el diseleniuro de indio o cobre, sulfuro de cadmio y arseniuro de galio, que prometen eficiencias aceptables combinadas con precios más bajos.

La mayoría de empresas que producen celdas fotovoltaicas, han optado por el silicio ya que posee propiedades especiales como es el caso de ser semiconductor, es decir dependiendo de su tratamiento éste puede conducir o bloquear la corriente eléctrica.

Para procesar el silicio empresas como MEMC, (Industria alemana productora de obleas de silicio con el 99,9999% de pureza) ha empleado décadas para obtener silicio monocristalino con una estructura perfecta.

Los pasos a seguir en forma general para la elaboración de celdas son las siguientes:

⁷⁰KNOL, <http://knol.google.com/k/-/-/3p63urd8f17at/s5eolc/4.jpg>

1. **Pulido químico y limpieza de las obleas:** elimina daños producidos por el corte de obleas, restos de solventes y suciedad provenientes del manipuleo.
2. **Difusión de Aluminio en la cara posterior:** para la formación del emisor p+ en el siguiente paso.
3. **Difusión de fosforo y Aluminio:** formación simultánea de los emisores frontal n+ y posterior p+ en un solo paso.
4. **Fotolitografía:** para transferir el patrón de la máscara de la grilla de contacto a la cara frontal de la celda.
5. **Depósito de contactos metálicos:** evaporación o difusión de multicapa en cámara de vacío.
6. **Lift-off:** eliminación del metal excedente.
7. **Engrosamiento de contactos.**

Dependiendo de la formación de los emisores, se pueden agregar pasos intermedios entre el segundo y el tercero dependiendo del proceso de difusión que se esté realizando.

2.3.5.1. Limpieza

Antes de realizar el proceso de limpieza, se comienza con el corte de las obleas de forma rectangular de acuerdo a las medidas que permitan el ingresen dentro del horno de difusión (5 cm por 10 cm de lado aproximadamente)

Los procesos de limpieza previa a la difusión a alta temperatura son:

- a) **Pulido químico:** basado en una solución de ácidos, como, por ejemplo ácido fluorhídrico (HF), ácido nítrico (HNO₃), ácido acético (CH₃COOH) (1:3:3 en volumen), su finalidad es de remover residuos provenientes del proceso de corte depositados en la superficie y posibles daños superficiales en la estructura cristalina.
- b) **Limpieza orgánica:** es una limpieza basada en compuestos alcalinos de alto potencial de hidrógeno (pH) que remueven sustancias orgánicas.

El pH, está definido como el negativo del logaritmo en base diez de la actividad de los iones de hidrógeno, (adimensional) tal como se expresa en la siguiente ecuación:

$$pH = -\log_{10}[aH_3O^+] \quad \text{ec 2.44}$$

Donde:

H_3O^+ ión de hidrógeno

El rango de pH va desde 0 a 14 en disolución acuosa, siendo ácidas las disoluciones con pH menores a 7 (el valor del exponente de la concentración es mayor, porque hay más protones en la disolución), y alcalinas las que tienen pH mayores a 7. Si el $pH = 7$ indica la neutralidad de la disolución (donde el disolvente es agua).

c) Limpieza inorgánica: es una limpieza basada en compuestos ácidos de bajo pH que eliminan iones alcalinos y metales contaminantes no removidos en limpiezas anteriores.

2.3.5.2. Elaboración de emisores

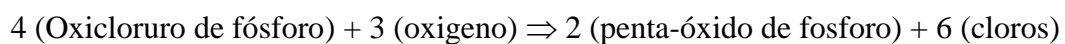
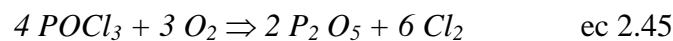
Para el dopaje del silicio se emplean otros elementos para poder hacerlos tipo n o tipo p, es decir que ganen electrones o que cedan electrones, es por eso que para obtener silicio tipo n, se hace una difusión de fósforo (P) a partir de Oxidocloruro de fósforo ($POCl_3$), y para conseguir silicio tipo p, se hace una difusión de boro (B) a partir de una fuente sólida de Oxido de Boro (B_2O_3), de una fuente líquida de Bromuro de Boro (BBr_3), o por difusión de Aluminio (Al) a partir de una capa evaporada.

El proceso de difusión se realiza en un horno a alta temperatura (entre 900°C y 1000°C) en ambiente de nitrógeno (N_2) y oxígeno (O_2) en proporciones adecuadas, el tiempo de permanencia de la oblea en el horno depende de la concentración de impurezas requerido y del espesor que deba tener la capa de silicio tipo n (Si-n) (niveles típicos de dopado de $10^{20} \frac{\text{átomos}}{\text{cm}^3}$, espesor de 0.2 a 0.4 mm).

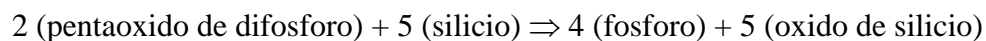
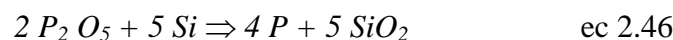
Para los procesos de difusión existen algunos métodos como son las de Potasio con fuente líquida, y ésta a su vez se la puede hacer en dos y un paso.

La difusión de dos pasos consiste de una predeposición del dopante y de un “*drive-in*” o recocido posterior a alta temperatura, mientras que la difusión en un paso está basada en la codifusión de fósforo (P) y aluminio (Al) para la formación simultanea de los emisores n+ y p+.

Durante la predeposición, se burbujea nitrógeno (N₂) en la fuente líquida de oxiclورو de potasio (POCl₃) y se utiliza oxígeno (O₂) para dar lugar a la formación de un gas oxidante como el pentaoxido de fosforo (P₂O₅), la reacción química que se produce es la siguiente



Luego, la reacción en la superficie de la oblea de silicio es:



El fósforo proveniente de esta reacción es el que servirá de dopante tipo n en las obleas tipo p.

La técnica conocida como captura o “*gettering*” permite coleccionar y neutralizar impurezas introducidas en el sustrato durante el proceso. Este es un mecanismo por el cual las impurezas son extraídas de las regiones activas del dispositivo, localizándolas en regiones donde queden eléctricamente neutralizadas o donde su efecto se vea, en alguna medida enmascarado (TAMASI, 2003)⁷¹.

La finalidad de usar estas técnicas es para eliminar o extraer ciertas impurezas metálicas que se introducen a lo largo del proceso de elaboración (producción de

⁷¹ TAMASI, Op. Cit., p. 61

microchips). Los elementos que permiten atrapar estas impurezas son el Al, junto con el B entre otros.

2.3.5.3. Película antirrefleitora

Para poder determinar la película antirrefleitora, se debe considerar el color del material que se está ocupando, que para el caso de los paneles solares el color del silicio es gris brillante.

Una vez determinado el color se debe analizar el índice de refracción y el índice de radiación.

El índice de refracción es el cambio de dirección cuando un haz de luz ingresa por un medio y sale por otro, su fórmula matemática está definida por la siguiente ecuación:

$$n = \frac{c_0}{v} \quad \text{ec 2.47}$$

Donde:

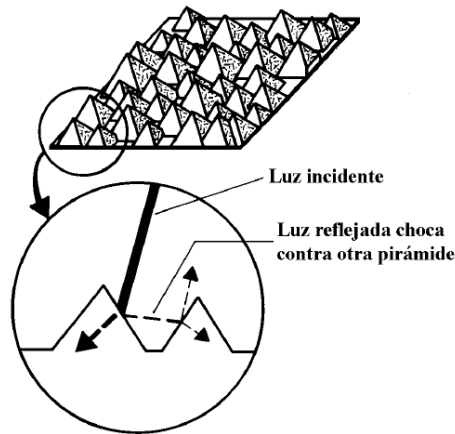
n = índice de refracción del medio en cuestión

c_0 = velocidad de la luz (3×10^8 m/s)

v = velocidad de la luz en el medio en cuestión

Dado que la velocidad de la luz en cualquier medio es siempre menor que en el vacío, el índice de refracción será un número siempre mayor que 1.

Debido a que el índice de refracción del Silicio para la radiación solar varía entre 3,5 y 4, la reflexión es de aproximadamente 35%, si la superficie del silicio no se trata, éste refleja más del 30% de la luz incidente, pero si se le aplica una película de un material externo, como es el caso del dióxido de silicio (SiO_2), la reflexión se reduce a 10%, pero si se colocan otras películas de diversos materiales, la reflexión se puede reducir a 4%. Otra forma de reducir la reflexión de la luz es texturizar la superficie produciendo una estructura piramidal en la superficie, de tal manera que se aumenta la absorción por reflexión múltiple de la luz como se muestra en la figura 2-14.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

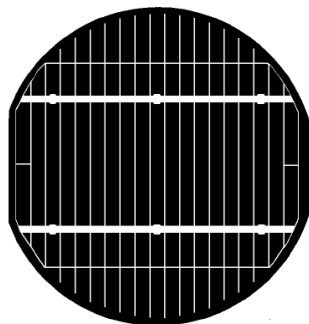
Figura 2-14 Texturizado de celda⁷²

2.3.5.4. Contactos

Los contactos eléctricos son los elementos que permiten que exista un flujo de electrones entre dos o más puntos que tengan una diferencia de potencial.

Existen dos tipos de contactos para los paneles solares, el inferior es aquel que no está expuesto a los rayos solares, y son elaborados de una capa de aluminio o molibdeno, mientras que el superior es aquel que se encuentra expuesto a los rayos del sol y por ende tiene mayor complejidad en su elaboración.

Generalmente el contacto superior está formado por una rejilla que cubre toda la superficie.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

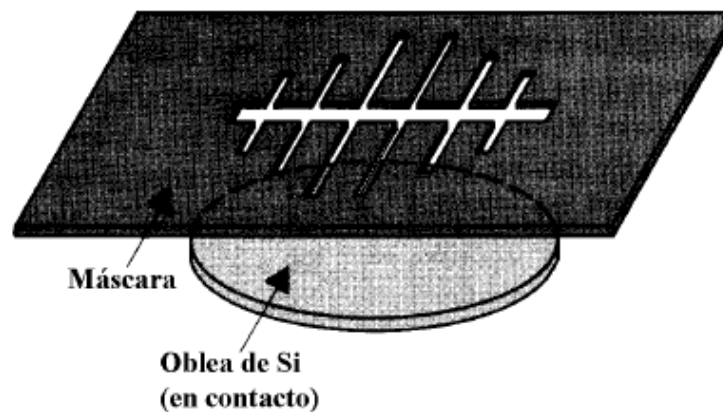
Figura 2-15 Contacto Superior

⁷² s/a, Op. Cit, p. 52

Para poder determinar el tipo de rejilla se deben analizar algunos aspectos como es el caso del contacto, que debe ser lo suficientemente grueso y ancho para que pueda conducir bien la electricidad, pero de bajo valor de resistencia, y además debe ser lo suficientemente espacioso y angosto para evitar el bloqueo al paso de la luz. Estas suelen tener transparencias superiores al 95 %.

Existen varios procesos para la elaboración de los contactos superiores, pero se han puesto mayor énfasis en dos procesos fundamentales: metalización y por fotolitografía.

El proceso de metalización, consiste en deposición al vacío de metales evaporados a través de una máscara apropiada o pintándola por screen.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004.

Figura 2-16 Marcas para contacto superior.⁷³

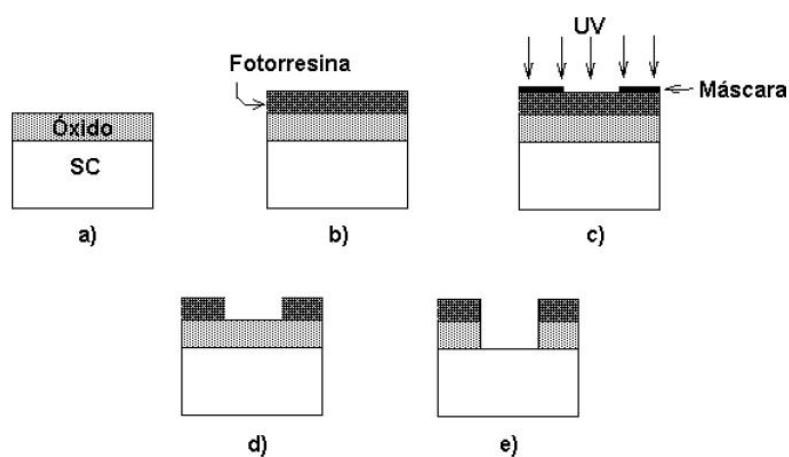
Mientras que el proceso de fotolitografía, es una tecnología que ayuda a transferir el patrón deseado mediante el uso de resinas fotosensibles y máscaras de película fotográfica, utilizadas para transferir patrones previamente definidos por exposición a la luz ultravioleta, este proceso se fundamenta en cuatro apartados:

1. Cubrir la oblea con un material fotosensible (resina).
2. Colocar la máscara encima de la oblea.
3. Proyectar haces de luz ultravioleta para cambiar la resina.
4. Atacar con disolventes, según la resistencia, esta desaparecerá o no.

⁷³ s/a, Op. Cit, p. 52

La resina es el elemento que determina las zonas de actuación, y mediante un oxidante que al aplicarle luz ultravioleta, establece que parte del contacto está protegido por la resina y que parte no, es similar a un revelado fotográfico, el cual se usa un negativo y éste a su vez se rebela mediante luz ultravioleta por tanto se adherirá a la placa, obteniéndose rejillas de alta calidad pero a mayores costos. También se emplean películas continuas de materiales conductores transparentes como ITO (*Indium Tin Oxide*: óxido de estaño indio).

Los tiempos de revelado, secado posterior al revelado así como la temperatura, (entre 90°C y 110°C) depende esencialmente de la fotorresina utilizada, y del espesor de la capa depositada.



Fuente: s/a

Figura 2-17 Esquema del proceso de fotolitografía a) muestra con óxido de silicio b) depósito de fotorresina c) iluminación UV a través de la máscara d) revelado e) eliminación del óxido de silicio.

Después de este proceso, los contactos metálicos son engrosados electroquímicamente con plata (Ag) con la finalidad de disminuir las pérdidas óhmicas y posteriormente ser soldadas.

El espesor recomendado de los dedos metálicos es de aproximadamente 8 μm .

Como último paso en la elaboración de las celdas se las somete a un recocido a 400°C en el horno de difusión en ambiente de una mezcla de 4 % de hidrógeno (H_2) y 96 % de nitrógeno (N_2), denominada *forming gas*, que además actúa como pasivante

de la superficie. Este paso se efectúa, para realizar el sinterizado de los metales y obtener un buen contacto óhmico entre el metal y el semiconductor.

2.3.5.5. Otras Celdas de Si

El Silicio no es el único elemento con el cual se elaboran los paneles solares, existen otros semiconductores que pueden satisfacer ciertas características para dicha aplicación.

Muchos de éstos semiconductores, acompañados con el Silicio pueden formar otro tipo de estructuras que pueden emplearse.

Como para cualquier proyecto es necesario considerar tanto los materiales a escoger y el diseño, los paneles solares no son la excepción por tal motivos es necesario considerarlos.

Los parámetros de diseño son:

- ✓ Propiedades electrónicas del material
- ✓ Grado de pureza
- ✓ Grado de cristalinidad.
- ✓ Absortividad de luz (cantidad de luz absorbida en un espesor de material determinado).
- ✓ Rango de longitudes de onda utilizadas por la celda (ancho de banda).
- ✓ Costo de la celda, dependiendo del material, cantidad empleada y tecnología requerida.

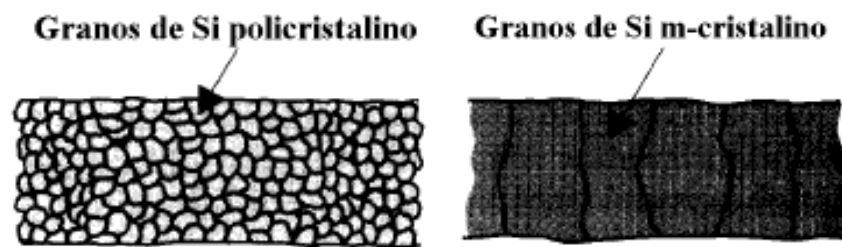
El Silicio monocristalino es costoso de fabricar, además que teóricamente la mayor eficiencia se lograría con materiales de anchos de banda entre 1.4 y 1.5 eV., y el silicio monocristalino presenta un ancho de banda de 1,1 eV., se determina que no es ideal para esta aplicación.

Por otro lado, se requiere de espesores grandes de entre 25 mm o más para poder absorber toda la luz, ya que la absortividad del silicio monocristalino es comparativamente baja, es por esto que se generan otros materiales que acompañados con el Silicio forman otros compuestos que mejoran estos parámetros

como es el caso del Silicio Amorfo (Si-a), películas delgadas policristalinas de CIS (CuInS_2) y Cadmio Teluro (CdTe), películas delgadas monocristalinas de Galio Arsénico (GaAs) e Indio Fosforo (InP) y diseños de celdas que incluyen multijunturas de diversos materiales, que requieren de espesores delgados de tan solo 1 a 2 mm.

2.3.5.6. Celdas de Si-mc y Si-poli

Como es de suponerse, para las celdas de Silicio monocristalinas, se refieren a una área de la celda que se extiende una estructura cristalina única, mientras que en una celda de Silicio multicristalina, el área de la celda está cubierta por un conjunto de pequeñas estructuras cristalinas de 1 cm^2 de superficie, más o menos, denominándose a cada estructura cristalina de 1 cm^2 como granos.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

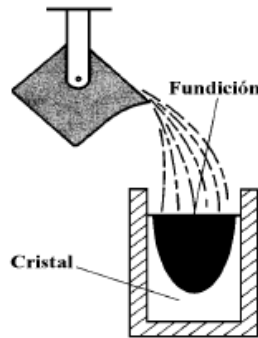
Figura 2-18 Granos de Silicio policristalino y multicristalino⁷⁴

Si la orientación de los granos es arbitraria (Si-policristalino), al querer atravesar las cargas eléctricas de una cara a la otra, pasarían de un grano a otro atravesando las fronteras de los granos, por tanto se podrían recombinar las cargas, produciendo como efecto final la pérdida del voltaje y de potencia.

Sin embargo, si el grano tiene estructura columnar (Si multicristalino), y las columnas la mayor área transversal posible, disminuye la posibilidad de que los electrones encuentren fronteras de granos en donde recombinar como se observa en la figura 2-18. El material también se pasiva para saturar los enlaces rotos en los bordes de los granos con hidrógeno u oxígeno y disminuir así la actividad de los defectos en los bordes sobre los portadores de carga.

⁷⁴s/a, Op. Cit, p. 53

El Silicio-multicristalino se produce a partir del Silicio fundido, permitiendo que se solidifique en forma de bloque cuyo crisol tiene una sección cuadrada de 3 por 6 cm.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-19 Fundición de silicio multicristalino⁷⁵

Cuando se ha obtenido el bloque de silicio multicristalino, se procede a cortar las obleas, teniendo como ventaja por su sección cuadrada, la de llenar el área de un módulo con una mayor área activa (mayor eficiencia de empacamiento) que en el caso de las celdas circulares.

A través de esta tecnología se ha conseguido reducir los costos, incrementando los módulos de Si-mc en un 30% del mercado mundial, comparado con 35% de las celdas de Silicio-sc (1990).

También se encuentran en desarrollo celdas de Si-poli, en la cual la celda está constituida por pequeños granos de 0.1 mm de diámetro.

2.3.6. Tecnología de fabricación celdas de película delgada

2.3.6.1. Celdas de Si-a

Una de las propiedades físicas del Silicio amorfo (Si-a) hidrogenado, se diferencia esencialmente de las propiedades del Silicio cristalino (Si-c), debido principalmente a dos puntos importantes que son:

- ✓ Variación del ancho de banda (1.7 eV), que puede ser ajustado desde 1.3 eV hasta 2.2 eV mediante la formación de aleaciones con germanio y carbono.

⁷⁵ s/a, Op. Cit, p. 54

- ✓ Movilidad de la carga portadora, la movilidad de los portadores de carga está fuertemente reducida en relación con las del Si-c y por tal razón requiere de un campo eléctrico fuertísimo.

Mientras que en la configuración de celdas de silicio cristalino (silicio monocristalino o policristalino) tienden a la perfección, las de silicio amorfo son completamente imperfectas, por tal motivo los anteriores reducen los defectos que producen una recombinación de portadores de carga.

Para reducir dicho defecto, se debe generar un campo eléctrico entre ellos, de tal forma que la distancia que deben recorrer hacia los portadores de carga sea mínima, estas condiciones se dan si los portadores de carga se generan ya dentro de un campo eléctrico fuerte y la separación (distancia que tienen que recorrer los portadores de carga) entre las zonas que producen este campo es mínima.

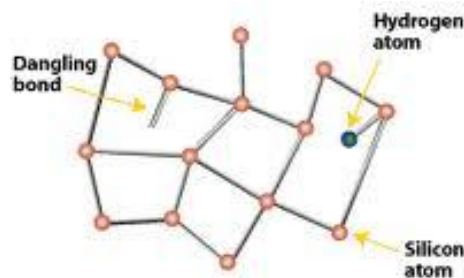
Para que esto suceda los semiconductores tipo n y tipo p, no deben estar juntos, es decir deben estar aislados por un semiconductor de tipo intrínseco, de este modo los fotones tan pronto se encuentren sometidos a la luz, se encontraran bajo un campo magnético, (juntura tipo PIN), todo esto se debe a que el silicio amorfo, puede absorber la radiación solar 40 veces superior que el sílice cristalino, y por tal motivo solo se requiere de una película de aproximadamente 1mm para absorber el 90% de la luz solar.

Esta disminución de la cantidad de material asociada con procesos de deposición de estas películas a bajas temperaturas y sobre sustratos baratos, constituye el gran potencial de estas celdas.

Como la estructura cristalina del silicio amorfo tiene un ordenamiento de corto tiempo, el material carece de una estructura, lo que implica que existen grandes defectos en su red, uno de ellos son los denominados “*dangling bonds*”⁷⁶, que no son más que enlaces de silicio no saturados por la ausencia de átomos vecinos, generalmente conocido como enlaces colgantes.

⁷⁶ YAM Y, JOANNOPOULUS D, Physical Review, Dangling-bond, 19-mayo 1986, www.answers.com/topic/dangling-bond

En la figura 2-20, se puede apreciar el efecto dangling bonds, este efecto se lo puede neutralizar cuando al depositar sílice, se añade de un 5 a 10% de hidrogeno, con la finalidad de reducir la distancia que debe recorrer la carga portadora.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

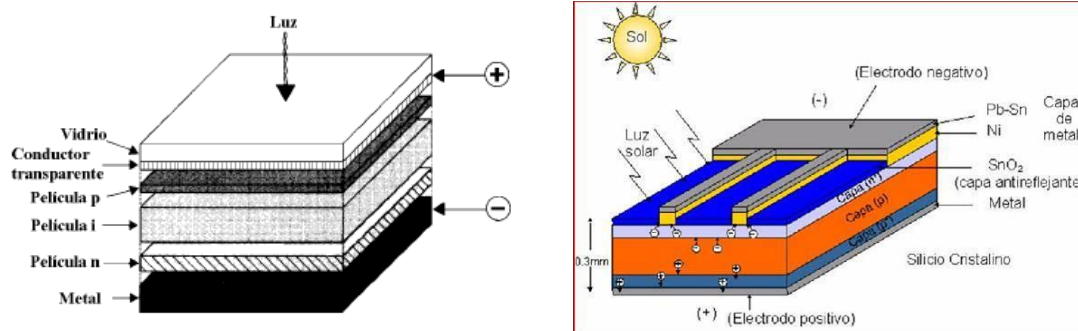
Figura 2-20 Dangling bond⁷⁷s

A este tipo de estructura, se la conoce como Juntura tipo PIN de 1mm de espesor.

Para tener una mejor visualización de la estructura tipo PIN, se detalla a continuación como se encuentran distribuidos los semiconductores y en que proporciones:

La estructura tipo PIN está constituido por dos semiconductores altamente dopados, el primero tipo p^+ y el segundo tipo n^- de $10\mu\text{m}$ de espesor cada uno y dentro de estos un semiconductor de tipo intrínseco de $500\mu\text{m}$ de espesor formando una especie de sándwich.

Los semiconductores positivo y negativo, generan un campo magnético y cuando estos son afectados por los rayos del sol, producen los pares electrón-hueco en el semiconductor intrínseco.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-21 Estructura de una celda de Si-a-hidrogenado (TFSi-H)⁷⁸

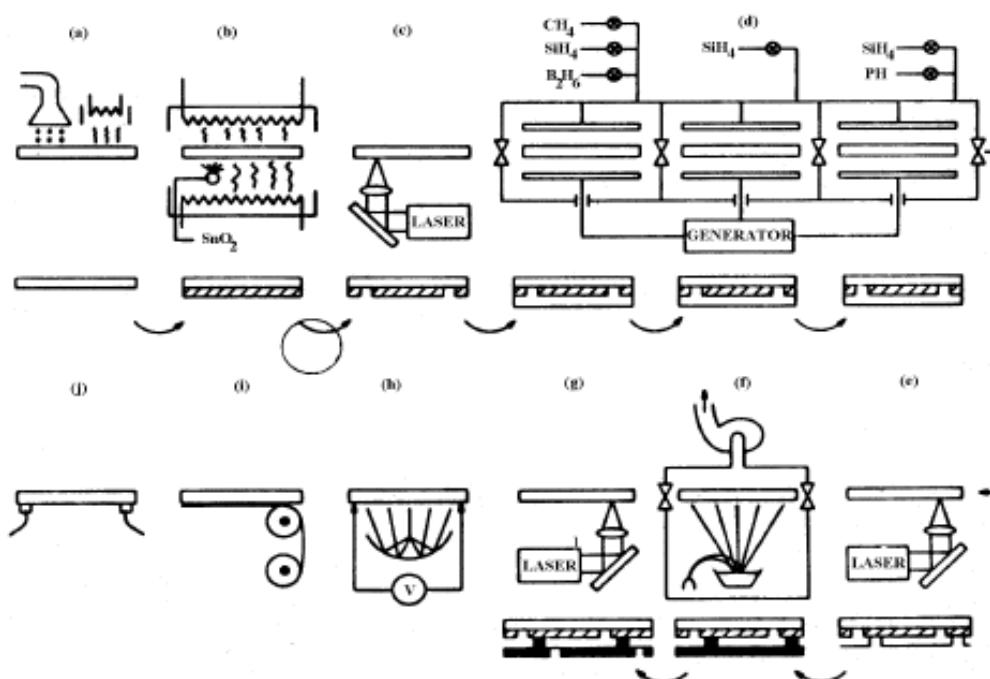
⁷⁷ s/a, Op. Cit, p. 47

⁷⁸ s/a, Op. Cit, p. 55

Una de las principales ventajas de este tipo de celda es que pueden fabricarse no solamente celdas, sino módulos en un proceso continuo.

El proceso comienza como se muestra en la figura 2-22

- a) Tratamiento de limpieza del sustrato (a)
- b) Deposición de dióxido de estaño (SnO_2) para formar el contacto superior transparente (b)
- c) Con un haz láser se cortan las celdas individuales (c)
- d) Se deposita la película p^+ (d)
- e) Se deposita la película i (d)
- f) Se deposita la película n^- (d)
- g) Posteriormente se corta la película (e) con el fin de depositar el contacto inferior reflectivo de aluminio o plata (g)
- h) Se aísla cada celda, dejando los contactos conectados en serie (g).
- i) Se prueba la celda (h),
- j) Se lamina (i) y
- k) Se colocan los contactos finales (j).

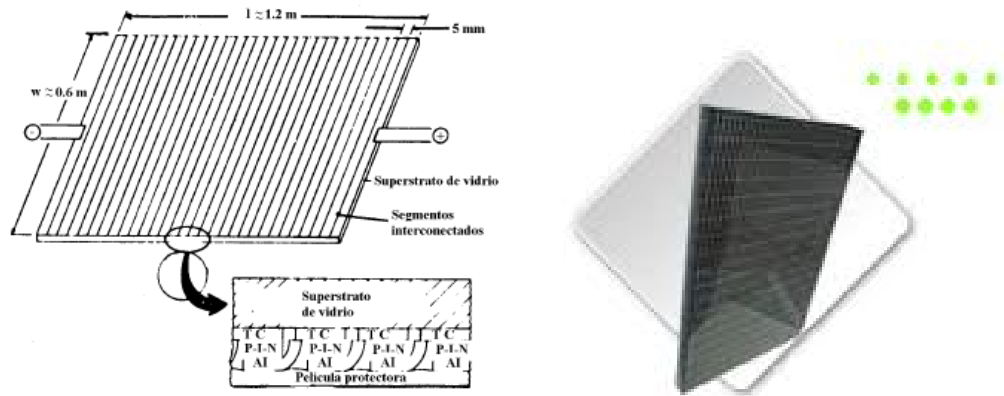


Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-22 Proceso de fabricación de módulos de Si-a hidrogenado⁷⁹

⁷⁹ S/A, Op. Cit, pag 56

La estructura de los módulos monolíticos con las celdas interconectadas se muestra en la Figura 2-23 y corresponde bastante bien al concepto propuesto por Firester y Carlson ya en 1983.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-23 Estructura de los módulos monolíticos de celdas de Si-a-h⁸⁰

2.3.6.1.1. Método CVD (*Chemical Vapour Deposition*)

El método de deposición de las películas semiconductoras es el conocido como CVD (*Chemical Vapour Deposition*), se basa en la reacción de una mezcla de gases o vapores químicos para dar lugar a un elemento sólido, este generalmente se emplea como un recubrimiento sobre un material, aunque también se puede obtener en forma de polvo.

Con frecuencia se emplea hidruro de silicio, también conocido como silano (SiH_4), el cual en la descarga se ioniza como silil (SiH_3) y se deposita sobre el substrato formando una película de amorfo hidrogenado con un contenido de 10% de hidrógeno. Esta es una película semiconductor intrínseca, si se adiciona diborina (B_2H_6) o fosfina (PH_3) al silano, se producen películas dopadas tipo p y n.

Esta técnica ha sido utilizada desde la década de los 60, pero gracias al impulso desarrollado por la microelectrónica ha mejorado notablemente constituyéndose hoy en día en una de las técnicas más utilizadas para el recubrimiento de sólidos.

⁸⁰ S/A, Op. Cit, pag 56

Mediante este procedimiento es posible obtener materiales de propiedades muy diversas como metales, semiconductores, aislantes, materiales ferromagnéticos, ferro eléctricos y superconductores entre otros, que a su vez pueden tener una gran variedad de aplicaciones como se puede observar en la Tabla 2-19

APLICACIONES	MATERIALES TÍPICOS
a) Mecánicas:	
Resistencia al desgaste	C (diamante y cuasi-diamante) BN, B ₄ C, SiC, AlN, Si ₃ N ₄ TiN, TiC, TiB ₂ , CrSi ₂ , MoSi ₂ , Mo ₂ C, Al ₂ O ₃ , ZrO ₂ , BeO
Baja fricción	MoS ₂ , BN, BaF ₂ /Ca ₂
Reducción de la corrosión	Cr ₂ O ₃ , Al ₂ O ₃ , Si ₃ N ₄ , SiO ₂
Protección térmica	CaSi ₄ , MgAl ₂ O ₄ , MgO, ZrO ₂ (estabilizado, Mg o Ca)
b) Eléctricas y magnéticas:	
Ferro- y piezoeléctricos	BaTiO ₃ , PbTiO ₃ , LiNbO ₃
Ferrimagnéticos	FeO ₃ , Fe ₂ O ₃ , CrO ₂
c) Ópticas:	
Absorción selectiva	BaF ₂ /ZnS, CeO ₂ , CdS, SnO ₂
Antirreflexión	SiO ₂ , Si ₃ N ₄ , Al ₂ O ₃ , Ta ₂ O ₅
Guías de onda y fibras ópticas	SiO ₂
Sensores	SiO ₂ , SnO ₂ , ZrO ₂
d) Electrónicas	
Semiconductores	Si, GaAs, GaP, CdS
Aislantes	SiO ₂ , Si ₃ N ₄
Conductoras	Al, Cu, Au, W, SiTi ₂ , SiCo ₂ , SiCr, SiTa ₂

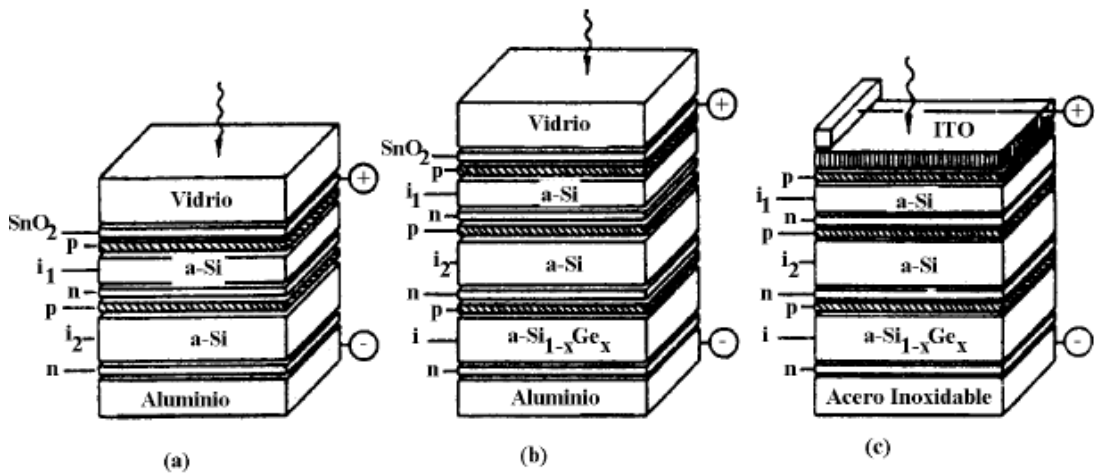
Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Tabla 2-19 Aplicaciones de los recubrimientos cerámicos obtenidos por CVD

Con este tipo de tecnología se puede producir celdas y módulos en serie, además tiene una gran ventaja que es el bajo consumo de energía, pero estos a su vez tienen un pequeño defecto que es su inestabilidad, por tal motivo su eficiencia reduce muy rápidamente entre un 10 y 20%.

Para mejorar este problema de inestabilidad, se ha pensado en hacer celdas multi-junturas, es decir apilar algunas celdas de junta tipo PIN, con la finalidad de aumentar el campo, mejorar el rendimiento y lograr que estas sean más estables.

En la figura 2-24, se muestra una celda de tipo multi-juntura, con lo que se ha conseguido aumentar la eficiencia de 10 a 11,3%.



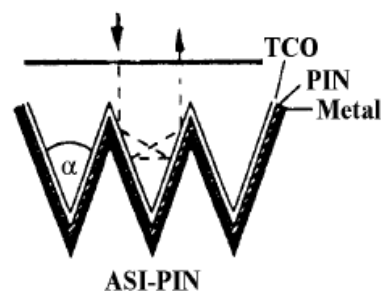
Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-24 Celdas multi-junturas⁸¹

Aquí se puede apreciar las diferentes juntas para mejorar la estabilidad y aumentar el rendimiento.

- a) Ancho de banda igual
- b) Anchos de banda diferentes (sobre vidrio)
- c) Anchos de banda diferentes (sobre acero inoxidable)

En la figura 2-25, se puede ver, la utilización de celdas de junta simple en las cuales el espesor óptico es mayor que el espesor electrónico.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-25 Celdas solar de Si-a de estructura cerrada 10 (espesor película $i = 100$ nm)

⁸¹ S/A, Op. Cit, pag 58

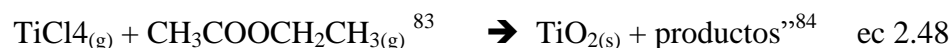
“El óxido de titanio (TiO_2) es un material que ha sido ampliamente estudiado debido a sus propiedades especiales que lo hacen interesante en una amplia variedad de aplicaciones tecnológicas, en las últimas dos décadas, las películas de óxido de titanio han sido usadas en la fabricación de celdas solares electro-químicas, también conocidas como celdas solares DSSC (*dye sensitized solar cells*). En este tipo de celdas solares, el óxido de titanio depositado sobre un sustrato de vidrio recubierto con Oxido de estaño dopado con indio (ITO) es usado como fotoelectrodo de la celda y una capa delgada de platino depositada también sobre vidrio recubierto con ITO es usada como contra-electrodo. Para mejorar la respuesta espectral del dispositivo, la película de TiO_2 es sensibilizada con un colorante (por lo general complejos de rutenio).

Diagrama de flujo de un reactor de flujo continuo (RFR) para la síntesis de un compuesto de coordinación. El sistema incluye un cilindro de N_2 , un precalentador de N_2 , dos recipientes de soluciones precursoras (1: $TiCl_4$, 2: $EtOAc$), y un reactor principal controlado por CT PID. Las corrientes de flujo están etiquetadas como CF.

Figura 2-26 Esquema general del reactor usado para la síntesis del TiO_2 , por el método CVD⁸²

⁸² VALLEJO W, QUIÑONES C, GORDILLO G, Revista Colombiana de Física, Estudio del Efecto de la Temperatura de Síntesis Sobre la Morfología y Estructura Cristalina de Películas Delgadas de TiO₂ Preparadas por el Método CVD , Colombia, p. 67

reactor diseñado y construido para la síntesis del TiO_2 . La reacción general de síntesis del TiO_2 es la siguiente:



Tetracloruro de titanio + acetato de etilo \rightarrow óxido de titanio + productos

2.3.6.3. Celdas solares de película delgada policristalinas

Uno de los descubrimientos científicos de semiconductor de película fina para ordenadores también tiene un gran potencial en la industria de la energía fotovoltaica (PV).

La “película delgada”, es un término que proviene del método utilizado para el depósito de la película, no de la delgadez de la película. En las células de película delgada se depositan en sucesivas capas de átomos muy delgadas, moléculas o iones. Las células de película delgada tienen muchas ventajas sobre sus contrapartes “de película gruesa”, por ejemplo, usan mucho menos material n^- , la zona activa de la célula suele ser sólo de 1 a 10 micrómetros de espesor, mientras que las películas gruesas generalmente son de 100 a 300 micrómetros de espesor. Además, células de película delgada por lo general pueden ser fabricados en un proceso de gran superficie, que puede ser un proceso automatizado y de producción continua. Por último, pueden ser depositados en materiales de sustrato flexible.

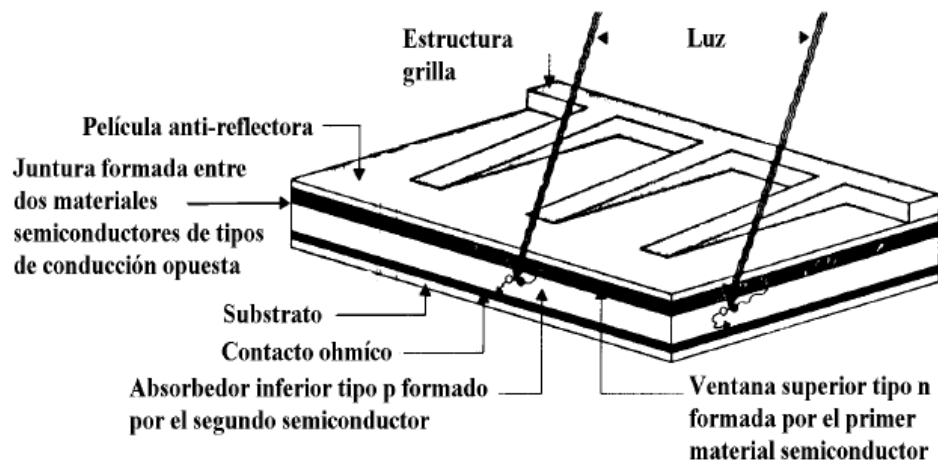


Fuente: Techno Sun, 2009

Figura 2-27 Estructura de una celda np

⁸³ CIAQUIMICA Y AGROQUIMICA, Hoja de datos de seguridad, Febrero-2006, www.ciaquimica.com.ar/pdf/msds/1006-ACETATO_DE_ETILO_MSDS.pdf

⁸⁴ VALLEJO W, QUINONES C, GORDILLO G, Op. Cit., Pag 68.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-28 Estructura de las celdas de película delgada policristalinas⁸⁵

2.3.6.4. Celdas de CIS (CuInS_2)

La composición de ciertos elementos químicos como el cobre con el Indio y azufre, generan un nuevo elemento que se le conoce como CIS (CuInS_2) este elemento es un material promisorio para la fabricación de celdas solares de películas delgadas policristalinas.

De igual forma se genera un nuevo compuesto al mezclar Cobre con Indio y Selenio, generando el CISe_2 (CuInSe_2), la sustitución de selenio (Se) por azufre (S) incrementa el “gap” de energía de 1.1eV a 1.5e.V, logrando aumentar el voltaje de circuito abierto, con esta fórmula ya se ha producido celdas solares consiguiendo eficiencias de hasta un 14%, mientras que para sub módulos están por encima del 10%.

De igual forma al variar el tamaño, se ha reportado una eficiencia de 9.7% para una celda solar de 5 x 5 cm y 7.6% para una celda solar de 125 x 65 cm.

2.3.6.4.1. Metodología

⁸⁵ S/A, Op. Cit, pag 58

La forma de generar estas nuevas especies precursoras para celdas fotovoltaicas, fue evaporando secuencialmente los componentes sobre sustratos de vidrio que vienen de un proceso de multi-etapas, es decir el proceso de juntura tipo PIN.

Cada una de las muestras fue preparada, variando la cantidad de Cobre (Cu) y en dos etapas, excepto la última que fue hecha en tres etapas que consiste en:

- ✓ Se evapora Indio (In) a una velocidad de 2.3 Å/seg^{86} (Angstrom por segundo), (Unidad de medida equivalente a la diez mil millonésima parte del metro, 0.000,000,000,1 metros, cuyo símbolo es Å) durante un tiempo de 20 minutos
- ✓ Luego se evapora el Cobre (Cu) a una velocidad de 1.8 Å/seg durante 10 minutos.
- ✓ Después, simultáneamente se evapora Azufre (S) con el In y el Cu.

Consiguiendo como resultados películas delgadas, como se puede observar en la Tabla 2-20, las cuales fueron medidas con un equipo denominado Dektak 8 de Veeco.

Los análisis SEM y EDAX se realizaron en un equipo SEM XL30 de Philips, obteniendo el siguiente resultado.

Muestra	Parámetros de crecimiento					Resultados experimentales			
	Masa (g)			T _{sub} (°C)	Etapas	Espesor (Å)	Concentración atómica (%)		
	Cu	In	S				Cu	In	S
CIS15	0.15	0.3	3.0	600	2	10500	27.64	25.89	46.48
CIS17	0.15	0.3	3.0	700	2	9820	28.13	25.82	46.04
CIS21	0.2	0.3	3.0	700	2	11000	32.02	22.87	45.11
CIS22	0.185	0.3	3.0	700	2	11000	29.83	24.21	45.97
CIS24	0.185	0.3	3.0	700	3	10000	27.65	26.19	46.28

Fuente: s/a, Termopotencia en películas delgadas de CdTe, 1998

Tabla 2-20 Parámetros de crecimiento y resultados experimentales de las películas delgadas de CIS.⁸⁷

Dentro del primer milímetro de material, las celdas tipo CIS, tienen la propiedad de absorber hasta el 99% de luz, está formado por un conductor transparente, luego

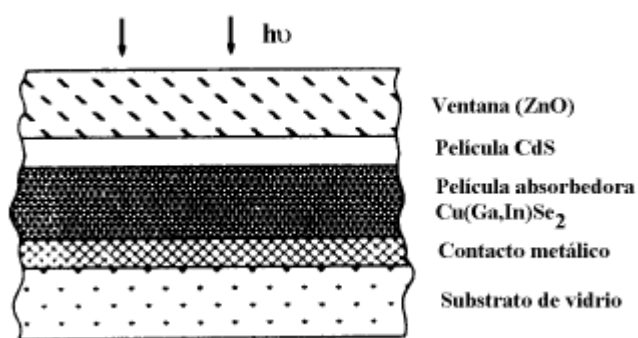
⁸⁶ ASTRONOMIA, Angstrom, 8-Enero-1011, //www.astromia.com/glosario/angstrom.htm

⁸⁷ PEREZ B, y otros, Análisi SEM y EDAX de películas delgaadas de CuInS₂ usadas para celdas solares, pag 2.

tiene una película antirreflectora seguida del semiconductor tipo n, cuyo espesor puede estar en el orden de 5 centésimas de milímetro a 1 decima de milímetro, comportándose como una ventana, la misma que debe ser bien delgada, tener un ancho de banda mayor a 2.8 eV y que goce de una capacidad de absorción baja para permitir el paso de la luz a través de la junta a la película absorbidora.

El material que se usa con frecuencia para la ventana, es de Cadmio con Azufre (CdS). La película p es de CIS, que tiene un ancho de banda de 1.0 eV. Cuando los materiales a usar son diferentes como en este caso, materiales n y p, se habla de una heterojuntura, en el caso de las celdas de Si se habla de una homojuntura, es decir materiales iguales. La figura 2-29 muestra la estructura típica de una celda solar avanzada de película delgada, aquí se observa que la película de la ventana es de dos capas una de óxido de zinc (ZnO) y la otra de sulfuro de cadmio (CdS), luego la película absorbidora CIGS compuesto de algunos elementos (Cu(In,Ga)Se₂) que permite una amplia flexibilidad en la selección del ancho de banda del absorbedor, después es contacto metálico y por último el substrato de vidrio.

Con una celda de este tipo se ha logrado la mayor eficiencia alcanzada con una celda solar de película delgada (MgF₂ /ZnO /CdS /Cu(In,Ga)Se₂, cuya eficiencia se dice que ha llegado a un 16.9%.



Fuente: Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-29 Estructura de una celda solar CGIS avanzada (adaptado de Bloss)⁸⁸

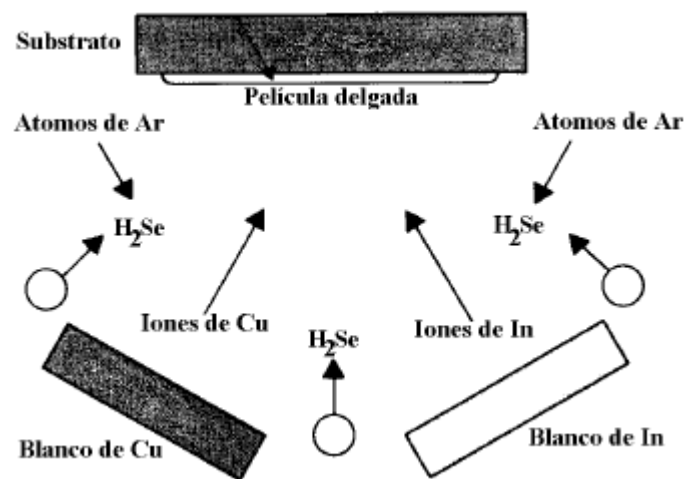
Para la elaboración de la película tipo n de Sulfuro de Cadmio (CdS), se emplea un método denominado evaporación, mientras que para la deposición de la capa de Cu,

⁸⁸ s/a, Op. Cit., p 59

In y Se (CIS) se emplean algunos métodos como: evaporación, pulverización iónica, *spray pyrolysis* (aspersión pirolítica) y electro-deposición.

En el método de evaporación, consiste en calentar a altas temperaturas los tres elementos Cu, In y Se (CIS), y cuando estos elementos se evaporen, se condensan sobre el substrato formando la capa CIS.

En el método de pulverización iónica, radica en el choque de átomos de argón ionizado contra blancos de Cu e In, debido a este choque se liberan iones de Cu e In los que son depositados sobre el substrato, conjuntamente se añade ácido selenhídrico en forma de gas, quien desprende iones de selenio sobre el substrato, que conjuntamente con el Cu e In, forman el CIS (Figura 2-30).

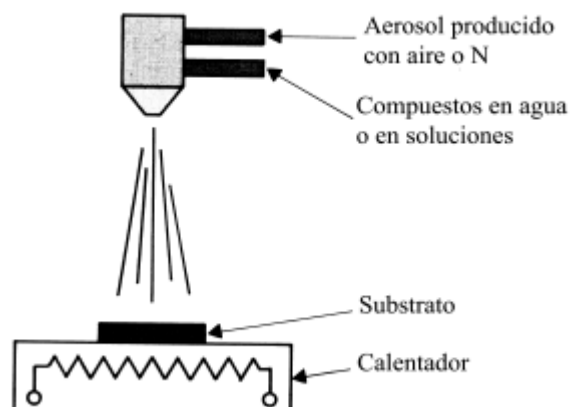


Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-30 Pulverización iónica para la fabricación de celdas CIS⁸⁹

En el método de aspersión pirolítica, es de forma similar al de pulverización iónica, con la diferencia que se vierte sales de Cobre, Indio y Selenio (Cu, In y Se) en forma de aerosol sobre el substrato caliente, como se ve en la figura 2-31, cuando el solvente evapora, deja la película de CIS.

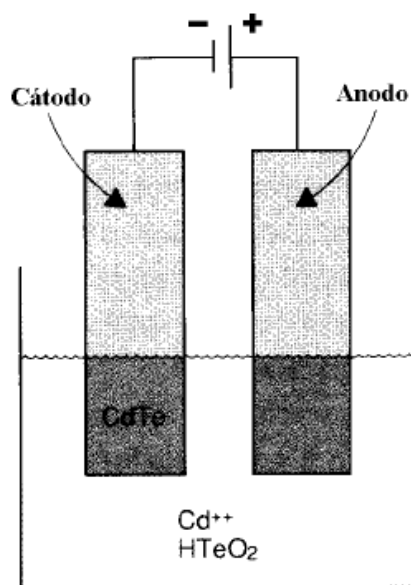
⁸⁹ Idem



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-31 Pulverización pirolítica para la producción de celdas CIS⁹⁰

En el método de electrodeposición, los iones de los elementos requeridos son depositados sobre un substrato que actúa como electrodo.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-32 Electrodeposición para la fabricación de celdas de CdTe⁹¹

⁹⁰ s/a, Op. Cit., p. 60

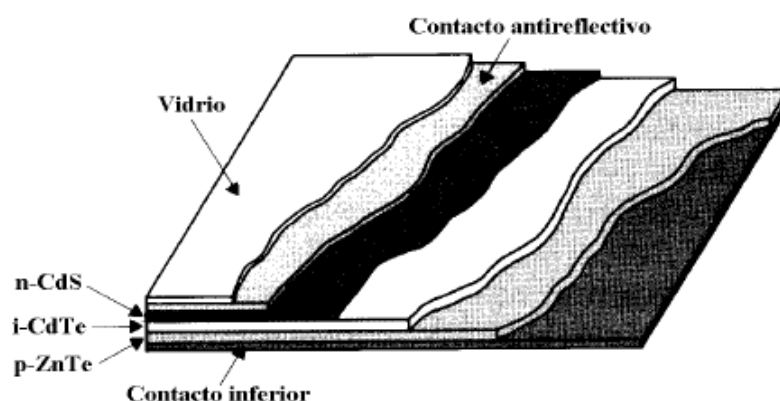
⁹¹ Idem

Recientemente se han fabricado módulos de 0.4 m² con una eficiencia de 9%, produciendo 36W. Una compañía importante espera comercializar pronto estos módulos.

Se anuncia que este tipo de celdas tendrán un gran futuro, pero debido a que los procesos para la elaboración de películas tipo CIS o GIS, requiere de una tecnología muy sofisticada, no se podrá transferir rápidamente.

2.3.6.5. Celdas de Teluro de Cadmio (CdTe)

El siguiente tipo de celda de película delgada policristalina es la de teluro de Cadmio (CdTe), con una banda ideal de 1.44 eV. La gran ventaja que tiene este compuesto es su elevada absorción de luz. En la figura 2-33 se puede distinguir la estructura de la celda, está formada por una capa tipo n de CdS, una capa tipo p de teluro de zinc (ZnTe) y una capa intrínseca que se encuentra depositada entre ellas de teluro de cadmio (CdTe) sobre ellas se encuentra la película antirreflectora, en esta celda tipo PIN, el campo está formado entre las capas n y p, y los pares electrón hueco se generan en la película intrínseca de CdTe, que es altamente absorbidora de la luz solar. Las mayores eficiencias se lograron en 1989 en celdas de laboratorio y fueron de 12 %, mientras que en módulos llegaron a 7 %. Algunas compañías planean comercializar pronto este tipo de celdas.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-33 Estructura de celda CdTe⁹²

⁹² s/a, Op. Cit., p. 61

2.3.7. Otras celdas solares

Con la utilización de otros componentes como el arseniuro de galio (GaAs), se puede obtener una serie de ventajas que las hacen diferentes que las anteriores como es el ancho de banda de 1.43 eV, alta absorptividad y la altísima resistencia al calor. El grado de eficiencia ha alcanzado al 26% en celdas y en un 29% en concentradores, pero como todo equipo tiene limitantes, éste no es la excepción, su costo es demasiado elevado para aplicaciones terrestres sin concentración de luz.

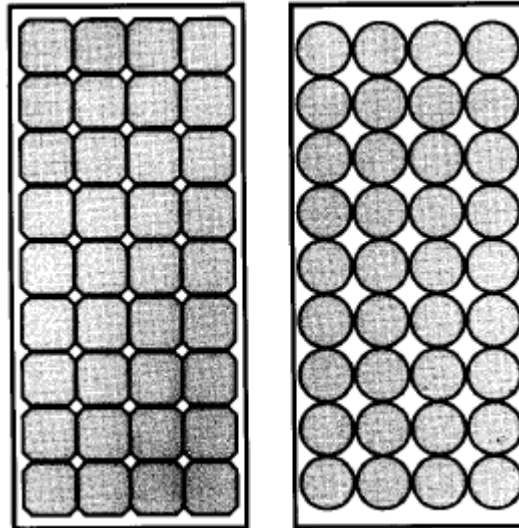
Existen también las celdas denominadas Tándem (celdas multijunturas), que buscan aprovechar de una mejor manera el espectro solar, se forman con diferentes junturas que tienen bandas.

Para el año de 1990 se diseñó una celda tándem que contenía como celda superior arseniuro de galio (GaAs) y como celda inferior antimoniuro de galio (GaSb), esta configuración alcanzó bajo una concentración de 100 soles la máxima eficiencia alcanzada hasta ahora por celdas solares: 34.2 %.

2.3.8. Tecnología de fabricación de módulos

Los módulos de celdas de Si-sc y Si-mc se fabrican a partir de las celdas individuales. El proceso consiste de varias etapas. En la primera se toman las características IV de cada una de las celdas y se clasifican en grupos para así formar después módulos con celdas de características IV similares.

Dependiendo de las necesidades de un proyecto, las celdas fotovoltaicas pueden ser distribuidas de diversas formas, con la finalidad de obtener mayor voltaje y mayor corriente, se pueden interconectar la parte superior de una de ellas con la inferior de la siguiente para tener un arreglo en serie. El arreglo final de las celdas en el módulo tiene entonces grupos en serie para elevar el voltaje y grupos en paralelo para aumentar la corriente. Usualmente, cada panel fotovoltaico de 12 VDC nominales tienen un total de 36 celdas, sean estas de forma cuadrada o redonda, pero no siempre es una norma, cada celda tiene aproximadamente 10 cm de lado en el caso de ser cuadradas o 10 cm de diámetro en el caso de ser redondas, su configuración es de cuatro columnas de 9 filas como se muestra en la figura 2-34



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-34 Aspecto de un módulo de 12 Vdc nominales de celdas de Si-Sc o Si-m (multicristalino)⁹³

Es muy importante considerar el tipo de conexión, el tipo de topología, la redundancia y su calidad. En el caso de las conexiones estas pueden ser soldadas (*soft soldering*) o soldadas con soldadura de punto (*hard soldering*), obteniendo como resultado en esta última, un mejor contacto. Las conexiones suelen tener exceso en longitud para evitar la rotura o desprendimiento de las soldaduras debido a la expansión-contracción térmica diaria. Es conveniente hacer al menos dos conexiones entre celdas para evitar que si en caso una falle pueda abrir el circuito y dañar el módulo.

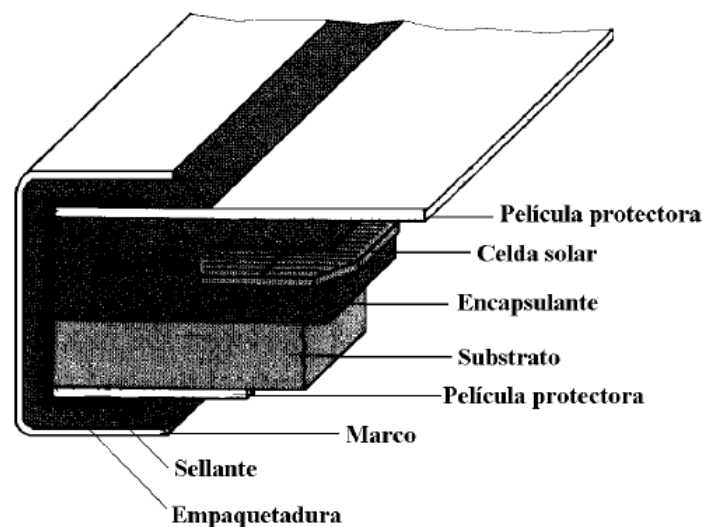
Debido a que las celdas son sumamente delicadas no deben ser expuestas ni a esfuerzos mecánicos ni a la acción de la humedad y el viento, en consecuencia es necesario que tengan una protección externa. Se usa con frecuencia vidrio templado con bajo contenido de hierro como cubierta superior con la finalidad de disminuir la absorción de la luz. Las celdas se encuentran embutidas dentro de una capsula, susceptible de ser laminado térmicamente (EVA: *Etilen-Vinil-Acetato*). Finalmente se coloca un substrato que puede ser de metal, resina epóxica o nuevamente vidrio, el conjunto es laminado y curado térmicamente (temperaturas de hasta 175°C,

⁹³ s/a, Op. Cit., p. 62

dependiendo del producto) sometido a presión uniforme (vacío para que la presión atmosférica compacte el módulo durante el laminado).

Posteriormente, se coloca un sellante en los bordes y es montado con empaquetadura apropiada en un marco, generalmente de aluminio anodizado.

Una de las ventajas de las celdas de Si-a es que sus módulos se fabrican en un proceso continuo.



Fuente: s/a, Tecnología de fabricación de celdas y módulos solares, 2004

Figura 2-35 Estructura de un módulo de celdas de Si-Sc o Si-multicristalino⁹⁴

2.4. Impacto medioambiental

La perspectiva economicista, de la energía solar fotovoltaica, olvida un hecho fundamental: el bajo impacto ambiental de esta tecnología al ser comparada con otras fuentes energéticas. Si a los costes estándar de otras fuentes energéticas, les sumamos los costes ambientales derivados y otros costes asociados, las diferencias económicas entre la energía solar fotovoltaica y las energías convencionales tienden a desaparecer.

El impacto medioambiental de las fuentes de energía incluye factores como daños a los bosques, por lluvia ácida, contaminación y calentamiento del planeta, por efecto invernadero, el impacto sobre la salud humana, animal y vegetal debido a accidentes,

⁹⁴ s/a, Op. Cit., p. 63

vertidos y escapes de sustancias peligrosas etc. El peso global de estos costes es más alto, evidentemente, en las energías convencionales que en las energías renovables.

En esta sección se indicará los efectos medioambientales de la energía solar fotovoltaica, para poder comparar esta fuente energética con las fuentes de energía convencionales (Térmicas). Como avance de los resultados de este análisis, se señala que los impactos medioambientales de la energía solar fotovoltaica son ecológicamente asumibles, supuesto un correcto tratamiento o almacenaje de residuos y una correcta gestión del resto de los impactos ambientales. La adecuada y exigible gestión de los impactos medioambientales, de la energía solar fotovoltaica, convierten a esta fuente energética en uno de los medios de obtención de energía menos agresivos con el medioambiente.

2.4.1. Reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera

Una de las cualidades de una instalación fotovoltaica, es su sencillez y simplicidad. Es por eso que constituye una opción a futuro desde el punto de vista energético para el uso de forma masiva.

La energía solar constituye una fuente inagotable de abastecimiento, evitando los efectos del uso directo de combustibles (contaminación atmosférica y residuos) y los derivados de sus extracción (excavaciones, minas, canteras, lavaderos...). La energía solar surgió en la década de los setenta como una técnica experimental, pero hoy en día es una técnica comercial totalmente desarrollada y probada.

La energía solar contribuye la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO_2 (dióxido de carbono) que favorezca el efecto invernadero, definiéndose a estas instalaciones de impacto medioambiental positivo, tan necesario para mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12 % del consumo total de energía, e incorporar el objetivo de la Unión Europea de alcanzar un 29,4 % de generación eléctrica con energía renovable en los

próximos años, y respetar el Protocolo de Kyoto⁹⁵ de reducir las emisiones de dióxido de carbono CO_2 .

Se estima que cada kWh producido por un sistema fotovoltaico evita la emisión a la atmósfera de contaminantes que se generan en centrales térmicas, en cantidades iguales a:

Dióxido de Carbono	CO_2	0,75 Kg
Dióxido de Azufre	SO_2	1,33 g
Óxido Nítrico x = 1 o Dióxido de Nitrógeno x = 2	NO_x	1,79 g

Fuente: Los autores

Tabla 2-21 Emisiones generadas por KWh en una central térmica⁹⁶

Emisiones por barril de combustible					
Combustible	CO_2 Ton/barril	NO_x kg/barril	CO kg/barril	SO_2 kg/barril	Otros hidrocarburos kg/barril
Diesel	0,427	1,021	0,08	0,002	0,29
Bunker	0,474	2,021	0,101	0,305	0,02

Fuente: CORPAIRE⁹⁷

Tabla 2-22 Emisiones generadas por barril de combustible

Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, a partir de la arena, elemento muy abundante en la naturaleza, y del que no se requieren grandes cantidades. No se producen daños ni erosiones en el suelo, ni en las aguas superficiales o subterráneas, al no producirse contaminantes, ni movimientos de tierras. Constituyen sistemas silenciosos, frente a los generadores con motor de las viviendas aisladas.

Sabiendo que la producción diaria de energía de nuestro proyecto será de 34.060 Wh obtenida en la ecuación 2.2, tendremos una energía anual de:

$$E = 34.060 \frac{Wh}{día} \times 365 \frac{día}{año}$$

⁹⁵ Protocolo de Kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, Naciones Unidas 1998

⁹⁶ INAMHI, Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, Ecuador, <http://www.inamhi.gov.ec/html/inicio.htm>

⁹⁷ Corporación Municipal para el mejoramiento del aire de Quito

$$E = 12.431,9 \text{ KWh/año}$$

De los datos suministrados en la tabla 2-21 y la energía anual obtenida anteriormente, podemos determinar la disminución anual de emisiones:

Dióxido de Carbono	CO_2	9.323,93 Kg	9,324 Tm
Dióxido de Azufre	SO_2	16,53 Kg	0,0165 Tm
Óxido Nítrico x = 1 o Dióxido de Nitrógeno x = 2	NO_x	22,25 Kg	0,0222 Tm

Fuente: Los autores

Tabla 2-23 Reducción anual de emisiones por parte de nuestro sistema FV de 5KW

La valoración de la tonelada métrica (Tm) de dióxido de carbono CO_2 se obtiene al generar un proyecto con el fin de reducir o compensar una cantidad dada de emisiones, mediante la fijación de carbono a través de proyectos forestales, es decir; consisten en las acciones, inversiones o proyectos que introducen formas para absorber el CO_2 de la atmosfera. Considera la siembra de nuevos bosques (forestación) o recuperación e incremento de la superficie boscosa (reforestación), la captación y almacenamiento del carbón de los procesos tecnológicos actuales para evitar su emisión a la atmosfera, en general todos los esfuerzos para recolectar CO_2 con el empleo de los océanos y la tierra.

La quema de combustibles fósiles es la fuente energética principal de la industria a nivel mundial, por lo tanto es la propia industria (generadoras de electricidad térmicas) el mayor foco emisor de dióxido de carbono y metano a la atmosfera. Por tanto se considera que el precio del CO_2 a partir del cual la opción de compra es rentable para desarrollar la actividad de forestación (bosques) es de USD 37 por tonelada métrica⁹⁸ actualmente.

Mediante la sustitución de la energía fósil por energías renovables y limpias como la Energía Solar Fotovoltaica, estos valores dan una idea de la posibilidad de reducción de emisiones en la totalidad del mundo, ya que se podrían ahorrar toneladas de emisiones contaminantes a la atmósfera.

⁹⁸ ESPLANDIÚ, Juan, "El precio de la tonelada de CO2 subirá hasta los 24 euros en 2010", *Libertad Digital SA*, Madrid, 26 de noviembre de 2008, www.libertaddigital.com/economia/el-precio-de-la-tonelada-de-co2-subira-hasta-los-24-euros-en-2010-1276325574/

Así el impacto visual es uno de los pocos inconvenientes que posee este tipo de instalaciones fotovoltaicas, pero queda atenuado con la reducción de emisiones a la atmósfera.

2.4.2. Materias primas y residuos generados por Sistemas FV⁹⁹

El impacto ambiental en estos sistemas es prácticamente nulo comparado con los de generación termoeléctrica, debido a que para obtener la materia prima para la construcción de las células fotovoltaicas se utiliza el silicio; éste es un material obtenido de la arena, por tanto muy abundante y fácil de conseguir. La fabricación de un panel solar requiere también la utilización de materiales como aluminio (para los marcos), vidrio (como encapsulante), acero (para estructuras) etc., siendo estos componentes comunes con la industria convencional. El progresivo desarrollo de la tecnología de fabricación de estructuras y paneles solares, supondrá una reducción del impacto ambiental debido a estos conceptos. Ver sección 2.3. Tecnología para la fabricación de una celda fotovoltaica.

Como materia prima para la generación de energía eléctrica se utilizará únicamente la energía procedente del Sol, un recurso natural e inagotable que además, reduce la dependencia de fuentes energéticas externas.

Durante la instalación de sistemas FV, la empresa instaladora se encargará de recoger los residuos que se puedan originar (recortes de cables eléctricos, envoltorios de plástico, cajas de cartón, etc.), dejando la zona totalmente limpia.

Durante la fase de explotación no se generan residuos ni subproductos, así como la no necesidad de reposiciones, debido a la alta durabilidad de los elementos constituyentes. Todo el producto obtenido (energía eléctrica) se vierte al suministro eléctrico, no interviniendo ningún proceso de transformación con combustión, en caso de guardar la energía obtenida son necesarios acumuladores eléctricos (baterías), los cuales son el punto más delicado al momento de su eliminación al cumplir su vida útil. El plomo, mercurio y cadmio son los metales más peligrosos utilizados en las baterías, sin embargo, todos los tipos de tecnología de baterías usan

⁹⁹ s/a, Energía Solar Fotovoltaica, 2-noviembre-2010, www.fotovoltaica.cursodeformaciongratis.com/impacto-ambiental-de-la-energia-solar-fotovoltaica.html

compuestos potencialmente peligrosos. El reciclado o la eliminación controlada son las únicas opciones, para reducir al mínimo los riesgos, mientras los metales pesados continúen siendo componentes esenciales de las baterías.

Durante su utilización no se producen emisiones (ni gases, ni olores, ni humos), pues se trata de un proceso físico – eléctrico que no genera emisiones gaseosas.

Tampoco se producen emisiones de ruido ni vibraciones en el funcionamiento normal de los módulos fotovoltaicos, siendo en el inversor debido a la presencia de un transformador eléctrico en su interior, donde puede aparecer un nivel sonoro muy bajo y esporádico.

En el desmantelamiento de la instalación y después de su vida útil, estimada en 25 años aproximadamente, no se generarán ningún tipo de residuos tóxicos ni peligrosos ya que al ser básicamente los acumuladores de energía, los módulos fotovoltaicos y los equipos electrónicos los materiales a retirar, existen para ellos mecanismos adecuados en su tratamiento y reciclaje. Así pues el único aspecto contaminante de esta energía viene dado de la fase de eliminación de las placas cuya utilidad ha expirado (pero aun así, normalmente pueden ser reparadas o reutilizadas), aunque al ser una energía relativamente nueva aún no se ha planteado este problema en la práctica¹⁰⁰.

2.4.3. Acciones susceptibles de impacto medioambiental

2.4.3.1. En la fase de Fabricación del módulo fotovoltaico

En la producción del panel solar se produce un gasto energético, que genera residuos, como partículas de NOx, SO2, CO2 etc. Esto se debe a que la energía, utilizada en la fabricación del panel solar, tiene su origen en la mezcla de fuentes energéticas convencionales del país de fabricación. Sin embargo, podemos afirmar que la emisión de estas sustancias debida a la fabricación de paneles solares es reducida, en comparación con la disminución en la emisión de sustancias de este tipo que supone la producción de electricidad por medios fotovoltaicos, en vez de con fuentes convencionales de energía. Un ejemplo de esto es que, la producción de la misma

¹⁰⁰ s/a, Energía Solar Fotovoltaica, www.cec.eu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/2%20fotovoltaica.htm

cantidad de potencia hora por año, en una moderna y eficiente central térmica de carbón, supone la emisión de 20 veces más de CO₂, que si la producción de la misma cantidad de energía se realizara mediante módulos de silicio, fabricados en pequeña escala.

La producción de electricidad, mediante paneles solares de silicio, fabricados en gran escala, disminuye aún más la emisión de CO₂, llegándose a reducir hasta cerca de 200 veces la cantidad de CO₂ emitida respecto a una central térmica de carbón. La misma proporción, de entre 100 y 200 veces menos cantidad de residuos, se mantiene favorable a la energía solar fotovoltaica, cuando se comparan las emisiones de NO_x y SO₂, con las producidas por una central térmica de carbón.

La obtención de silicio de grado metalúrgico es necesaria en grandes cantidades, para la industria del acero, una pequeña proporción de este material es la dedicada a la industria de semiconductores. Los inconvenientes de esta industria son: las emisiones de polvo de sílice, muy perjudicial para la salud; el uso de materiales tales como el xilano, en la purificación del silicio; y la utilización de pequeñas cantidades de compuestos tóxicos, tales como diborano y fosfina, en los procesos de dopado del silicio; la utilización agentes agresivos, tales como el ácido sulfúrico, en los procesos de fabricación de las células solares; y la utilización de grandes cantidades de energía, en la obtención de las células de silicio¹⁰¹.

No obstante, los avances industriales, en la fabricación de paneles solares, en el sentido de reducir pérdidas de material, al cortar las obleas para la fabricación de células solares, suponen, además de un beneficio económico, la reducción de energía necesaria y, por tanto, disminuir la emisión de contaminantes generados por la producción de la energía.

Todos los compuestos y procesos indicados son utilizados en la industria metalúrgica y electrónica, de forma habitual, por lo que no constituyen un nuevo factor a considerar. En una futura producción masiva de células solares, deberá estar contemplado un correcto tratamiento de los residuos, tarea asumible al ser conocidos

¹⁰¹ MECALUX, Impacto medioambiental, 29-septiembre-2010, <http://www.logismarket.com.ar/navigation/search/SearchTextualAction.do?searchParam=impacto%20medioambiental%20de%20los%20sistemas%20fotovoltaicos>

y estar implementados estos tratamientos, para grandes producciones en otros sectores, como la industria electrónica.

Para el caso de las células con CdS (Cadmio - Azufre) y CdTe (Cadmio - Teluro), se estima que se precisan menos de 200 kg de compuestos de Cadmio, para producir 2 MW anuales de células solares, de esta tecnología. A efectos de comparación, hay que considerar que la producción mundial de Cd se sitúa en 20.000 Tm (toneladas métricas), correspondiéndole, por tanto, a la producción de células solares de esta tecnología, un impacto ambiental muy reducido. Para comparar podemos señalar que mientras las pilas de NiCd están constituidas por un 15% de su peso en Cd, 1kW de paneles solares contendrá Cd en forma de CdS y CdTe (nunca de Cd puro), representando menos de un 0,1% en peso¹⁰².

También existen fuentes contaminantes relacionadas con la producción de energía solar fotovoltaica, aunque no sean debidas a la producción de paneles solares. Esta contaminación proviene de la fabricación de equipos necesarios, como inversores, reguladores, estructuras de soporte, cables y acumuladores. Algunos de estos sistemas están presentes, necesariamente, en todas las instalaciones de energía solar fotovoltaica, pero otros no, por lo que el impacto ambiental dependerá del tipo de instalación considerada.

2.4.3.2. En la fase de instalación

La generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica requiere la utilización de grandes superficies colectoras, y por tanto de una cantidad considerable de materiales para su construcción. La extracción, producción y transporte de estos materiales son los procesos que suponen un mayor impacto ambiental; pero como no se requiere ni la movilización de grandes infraestructuras, maquinarias pesadas, ni movimientos de tierras. Se trata de una instalación eléctrica que no difiere en gran medida de las instalaciones de abastecimiento eléctrico, que no va a generar más residuos, emisiones y/o contaminantes atmosféricos que las propias de este tipo de actividad.

¹⁰² s/a, Op. Cit.

Tampoco deberían existir implicaciones en cuanto a posibles reflejos de luz y deslumbramientos, ya que los módulos cuentan con una película anti reflejante.

2.4.3.3. En la fase de generación

El funcionamiento de la instalación se basa en un principio fotoeléctrico, interno y propio de los módulos solares “fotovoltaicos”. La corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos será transformada por el inversor y adaptada para ser suministrada a la carga, por lo que no se presentan emisiones contaminantes.

El consumo de agua, necesario para la operatividad de una instalación de energía solar fotovoltaica, resulta ser el más bajo en comparación con cualquier otro tipo de instalación de producción energética (sólo se precisa agua durante los procesos de producción de los componentes de los sistemas fotovoltaicos). Este punto es particularmente importante para nuestro país, que sufre sucesivos episodios de estiaje.

2.4.4. Efectos sobre el medio geofísico, socioeconómico y cultural¹⁰³

La energía solar es una actividad sectorial con una amplia aceptación social, no suele producir rechazo ni disconformidad por parte de la población ante aspectos de impacto ambiental y/o social, valorándose positivamente esta tecnología y actividad.

Además, posee un componente educacional y demostrativo para el conocimiento e implantación de las Energías Renovables.

La implantación de las Energías Renovables provoca un aumento de la riqueza y empleo local, bien sea en la fase de instalación y/o producción.

Unos de los impactos ambientales, de esta fuente energética, están relacionados con las infraestructuras necesarias para su funcionamiento. Quizás el factor más conocido y esgrimido, contra la energía solar fotovoltaica, es la ocupación de espacio, por parte de los paneles solares no integrados en la arquitectura. Hay que añadir a esto la ocupación de terreno, debido a carreteras, líneas de transmisión instalaciones de

¹⁰³ VILLA, Andrés, Energía Fotovoltaica, www.monografias.com/trabajos61/energia-fotovoltaica/energia-fotovoltaica2.shtml

acondicionamiento y almacenamiento de energía, subestaciones, etc. Estos factores afectarían, esencialmente, a las grandes centrales de energía solar fotovoltaica.

2.4.5. Evaluación de las principales interacciones ecológicas y ambientales

Las pruebas realizadas a los paneles fotovoltaicos y sus correspondientes certificados dan fe de que no generan ningún tipo de radioactividad ni emisiones de ondas electromagnéticas, por lo que no existe riesgo de afecciones por el desarrollo y/o exposición a este tipo de actividad.

Así mismo, es completamente segura para personas, animales y/o bienes, ya que consta por obligación técnica y normativa legal, de todas las protecciones eléctricas exigidas por la reglamentación vigente¹⁰⁴.

Condicionado a una adecuada planificación y gestión ambiental, los Sistemas Fotovoltaicos poseen un impacto netamente positivo en comparación a las centrales térmicas, quedando perfectamente integrados en el entorno que los rodea.

¹⁰⁴ INTERNATIONAL STANDARD IEC-61215, Op. Cit.

CAPÍTULO III: Diseño Electrónico

3.1. Diseño de un prototipo de inversor de 5KW

3.1.1. Funcionamiento

Un inversor es un dispositivo el cual convierte potencia DC a potencia AC, básicamente la función de un inversor es cambiar una entrada de voltaje DC a una salida de voltaje simétrica AC de una magnitud y frecuencia deseada.

La salida de voltaje puede ser fija o variable a una frecuencia fija o variable. Un voltaje variable puede ser obtenido variando la entrada de voltaje D.C. y manteniendo constante la ganancia del inversor, de otra forma si la entrada de voltaje D.C. es fija y no es controlada, un voltaje variable puede ser obtenido variando la ganancia del inversor, lo cual es normalmente llevado a cabo con modulación de ancho de pulso (PWM por sus siglas en inglés) en el control del inversor. La ganancia de inversor podría ser definida como la relación del voltaje A.C. de salida al voltaje D.C. de entrada.

Las ondas de voltaje en la salida de los inversores ideales deben ser sinusoidales. Sin embargo, las formas de onda de los inversores prácticos no son sinusoidales y tienen cierto contenido de armónicos. Para aplicaciones de baja y mediana potencia las ondas de voltaje cuadradas o casi cuadradas pueden ser aceptables, para aplicaciones de alta potencia son requeridas las formas de onda con baja distorsión armónica.

3.1.2. Topologías

Las nuevas tecnologías basadas en convertidores multinivel se han ido abriendo paso en el campo de las aplicaciones fotovoltaicas, y actualmente se presentan en el área de las aplicaciones de media y alta tensión como una alternativa de peso a los convertidores de dos niveles tradicionales.

La tecnología multinivel se basa en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de tensión del bus de continua. Cuanto mayor es el número de niveles de tensión de entrada continua, más escalonada es la forma de

onda de la tensión de salida, de modo que tiende cada vez más a una onda senoidal, minimizándose así la distorsión armónica.

Actualmente los inversores tradicionales de dos niveles son los únicos fabricados para aplicaciones estrictamente fotovoltaicas.

Gracias al continuo aumento de los niveles de potencia en los equipos fotovoltaicos, cada vez se tiende más hacia la conexión en serie de paneles solares con niveles medios de tensión. Las topologías de tres niveles son especialmente interesantes en este tipo de sistemas, ya que permiten incrementar el nivel de potencia usando dispositivos de baja tensión. Esto permite satisfacer las características requeridas en los sistemas fotovoltaicos como son: bajo costo, buena regulación de voltaje y alta eficiencia.

Las principales ventajas que presenta un inversor de tres niveles frente al inversor de dos niveles convencionales son las siguientes:

- ✓ Permiten trabajar con niveles medios de tensión utilizando dispositivos de baja tensión, ya que estos dispositivos sólo están sometidos a la mitad de la tensión que reciben por la entrada de corriente continua.
- ✓ Permiten trabajar con niveles mayores de potencia, ya que los dispositivos están sometidos a menos estrés.
- ✓ Reducen la distorsión armónica de las formas de onda en la parte de alterna, con lo que los filtros de salida son menores, y la respuesta dinámica más rápida.

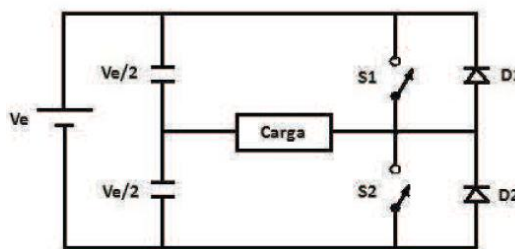
No obstante, la experiencia práctica revela ciertas dificultades técnicas que complican su aplicación en convertidores de alta potencia. Las principales limitaciones que presenta son que, al aumentar el número de niveles se incrementa la complejidad del control y que introduce problemas de desequilibrio en las tensiones de los condensadores del bus de continua.

Los dispositivos electrónicos reales suelen conducir la corriente sólo en una dirección y es muy habitual encontrarse con corrientes negativas (cuando hay cargas RL resistiva e inductiva) por lo que se disponen diodos en paralelo con los interruptores para garantizar una continuidad de la corriente.

3.1.2.1. Topologías monofásicas

- Medio puente (Half Bridge)

Los condensadores de la figura 3-1 son iguales. La tensión máxima que deben soportar los interruptores de potencia es la de la fuente, más las sobretensiones que originen los circuitos. La tensión máxima en la carga es la mitad de la fuente. La topología es adecuada cuando se tienen baterías de tensión elevada donde se conectan cargas que demanden potencias medias. Cuando se cierra el interruptor S1 la tensión en la carga es $-V_{cc}/2$ y cuando se cierra el interruptor S2, la tensión es $V_{cc}/2$.

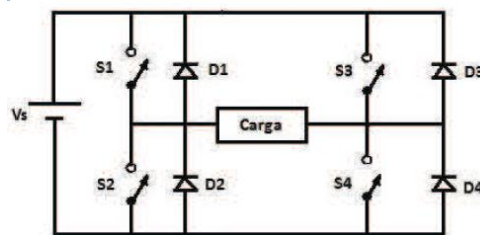


Fuente: s/a

Figura 3-1 Inversor monofásico de medio puente

- Puente completo (Full Bridge)

Se sustituyen los condensadores de la figura 3-1 por interruptores. La tensión máxima que deben soportar los interruptores de potencia serán la de la fuente, más las sobretensiones que originen los circuitos. La tensión máxima en la carga será la de la fuente, lo que permitirá trabajar con menores corrientes para las mismas potencias. La topología es adecuada cuando se tengan baterías de tensión elevada donde se conecten cargas que demanden potencias elevadas. Cuando se cierran los interruptores S1 y S4 la tensión en la carga es V_{cc} , y cuando se cierran los interruptores S2 y S3, la tensión es $-V_{cc}$.



Fuente: s/a

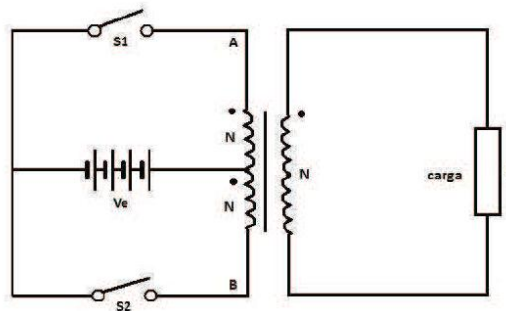
Figura 3-2 Inversor monofásico de puente completo

- Push-Pull

Incluye un transformador de toma media (equivalente a dos devanados en el primario). Este tipo de transformadores empeora bastante el rendimiento de los circuitos, por lo que no es aconsejable el uso de esta topología para potencias elevadas.

La tensión que deben soportar los interruptores de potencia será dos veces la de la fuente de alimentación, más las sobretensiones que originen los circuitos prácticos, que en este caso serán mayores debido a la inductancia de dispersión del transformador.

Sólo utiliza dos interruptores de potencia y ambos referidos a tierra, por lo que su control es sencillo (el circuito de disparo no necesita aislamiento).



Fuente: s/a

Figura 3-3 Inversor monofásico Push-Pull

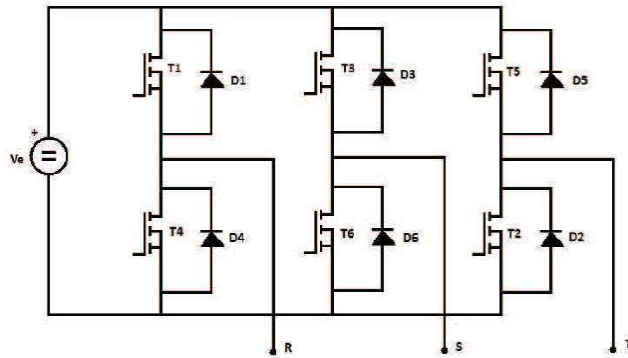
3.1.2.2. Topologías trifásicas

Los inversores trifásicos generalmente son utilizados en aplicaciones de alta potencia. Tres inversores monofásicos de medio puente o de puente completo pueden conectarse en paralelo, teniendo en cuenta que las señales de cada inversor monofásico tienen que desfasarse una respecto a otro 120° .

- Puente trifásico de tres ramas

La aplicación principal de este circuito es el control de la velocidad de los motores de inducción, donde se varía la frecuencia de salida. Cada interruptor tiene un ciclo de trabajo del 50% y el desfase entre la apertura del interruptor de una fase y de la

siguiente es de $T/6$ (60°). Los interruptores S1 y S4 abren y cierran de forma complementaria, al igual que S2-S5 y S3-S6. Los interruptores deben estar coordinados de manera que no se produzcan cortocircuitos en la fuente. Cuando se tenga la carga conectada en estrella, la tensión de la carga en cada fase es la tensión de línea a neutro.

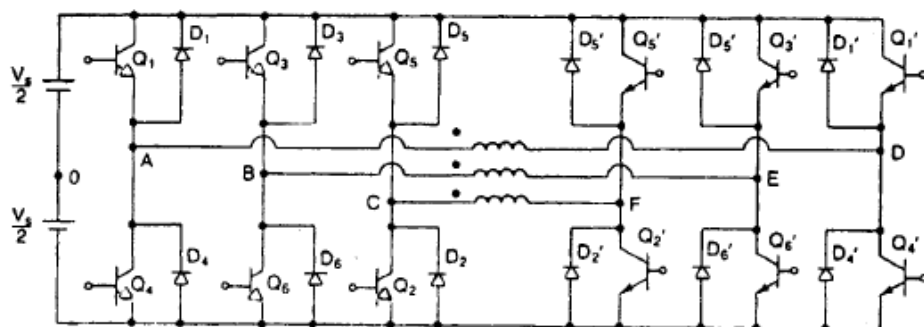


Fuente: s/a

Figura 3-4 Inversor trifásico con puente de tres ramas

- Puente trifásico de seis ramas

Presenta más interruptores que el puente de tres ramas (el doble), sería tres inversores monofásicos de puente completo (Figura 3-2) conectados en paralelo tal y como se muestra en la figura 3-5. Presenta una mayor confiabilidad respecto al circuito de la figura 3-4, aunque al utilizar el doble de semiconductores aumentará el tamaño y los costos.



Fuente: Rashid, Muhammad, Circuitos dispositivos y aplicaciones, 1995

Figura 3-5 Inversor Trifásico formado por tres inversores monofásicos

3.1.3. Parámetros de diseño del Inversor

Como ya se mencionó el objetivo de este tópico es la construcción de un prototipo de inversor trifásico para un sistema fotovoltaico autónomo, que establezca una funcionabilidad óptima para tipos de luminarias resistivas, inductivas o mixtas. Los requerimientos solicitados para este equipo son: que funcione con una frecuencia fija de 60 Hz, que produzca un voltaje de salida normalizado de entre 110 – 127 Vca, RMS y con capacidad de manejar una carga máxima de 5 KW. Este inversor recibirá un voltaje de entrada variable (carga y descarga de las baterías) igual a $48\text{Vdc} \pm 15\%$ proveniente de una barra de corriente continua diseñada para alimentar directamente la energía almacenada de los acumuladores al inversor.

Este inversor deberá tener una onda de salida con distorsión armónica menor que una onda cuadrada por lo que debe usarse técnicas de reducción de armónicas. También debe poder colocarse cerca de las cargas AC. Por lo tanto debe poder reducir su tamaño y peso para permitir su fácil instalación.

La técnica que se usará para producir los componentes de potencia es la de generar la alternación dc/ac a partir de 3 inversores monofásicos de puente completo (Figura 3-5) a 48 Vdc desfasados 120° respectivamente, para luego elevar el voltaje mediante un transformador trifásico D/Y para así formar un inversor trifásico, el filtrado de la onda fundamental (senoidal) se lo realizará en el secundario del transformador.

Finalmente es necesario que el inversor pueda reaccionar adecuadamente a cambios pequeños de voltaje de entrada y corriente de carga, manteniendo su voltaje entre 110 - 127 Vca, RMS. El sistema de acumulación podría en su ciclo de carga y descarga variar $\pm 10\%$ de su voltaje nominal. Para prever alguna caída adicional ocasionada por otra carga se diseñará el inversor para soportar fluctuaciones de $\pm 15\%$. Además el inversor deberá reaccionar rápidamente a cambios bruscos de corriente de carga de 30% y mantenerse operando con un voltaje de entre 110 - 127 Vca, RMS para todos los valores de carga entre 0 y 100% de su máxima capacidad.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- ✓ Su principio de funcionamiento será autoconmutado con fuente de voltaje (VSI).

- ✓ Su onda de salida será senoidal: 90% bajo carga resistiva y un 85% bajo carga inductiva.

Desde el punto de vista de seguridad, el inversor incorporará protecciones frente a:

- ✓ Cortocircuitos en el secundario del transformador de potencia.
- ✓ Tensión de fases fuera de rango.
- ✓ Sobrecargas, excedido un tiempo determinado.
- ✓ Falta de fase en el secundario.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y control.

En lo que respecta a su manejo, el inversor incorporará, los controles manuales siguientes:

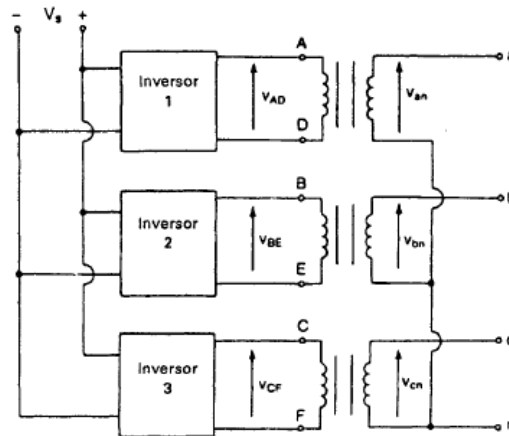
- ✓ Encendido y apagado general del inversor.
- ✓ Reconexión del inversor mediante un botón de Reset frente a cualquier situación de falla.

Bajo situaciones de falla, se visualizarán las mismas mediante una pantalla indicando el tipo de falla o el posible error que se ha producido en el inversor.

3.1.4. Configuración del Circuito de Potencia

La topología escogida en el diseño del inversor trifásico de 5KW es la observada en la Figura 3-5 Inversor Trifásico formado por tres inversores monofásicos por la confiabilidad que presenta para el sistema.

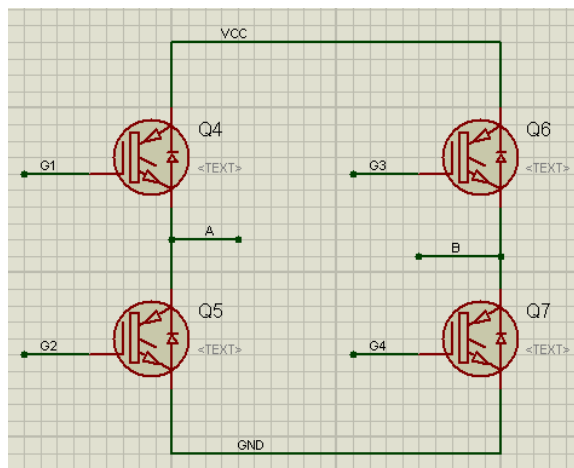
En la figura 3-6 se representa el esquema del inversor trifásico a diseñarse.



Fuente: Rashid, Muhammad, Circuitos dispositivos y aplicaciones, 1995

Figura 3-6 Diagrama esquemático del inversor trifásico

Para simplificar el estudio del inversor trifásico analizaremos una rama del mismo como un inversor monofásico (Figura 3-7).



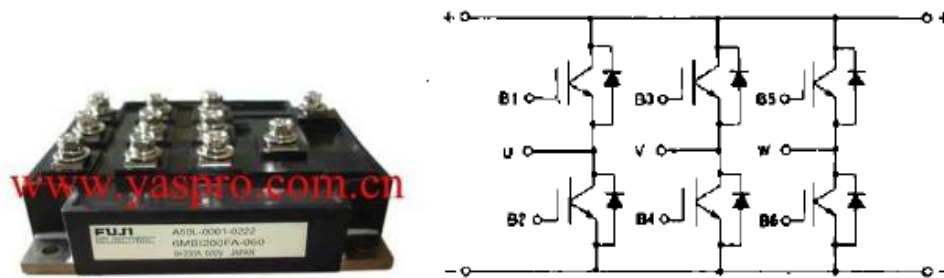
Fuente: Los autores

Figura 3-7 Inversor Monofásico Fase R con IGBT

Dada la potencia por fase del inversor, no es problema sobredimensionar los dispositivos de potencia, por lo que se ha optado por utilizar el encapsulado de 6 IGBT en configuración trifásica de tres ramas de serie 6MBI200FB-060 de 200A/600V, $V_{GES} = \pm 20 \text{ V}$ (Figura 3-8).

Se escogen los IGBT en vez de cualquier otro dispositivo como los mencionados en la figura 1-26, debido a que poseen la características de las señales de puerta de los transistores de efecto de campo con la capacidad de alta corriente y bajo voltaje de saturación del transistor bipolar, combinando una puerta aislada FET para la entrada

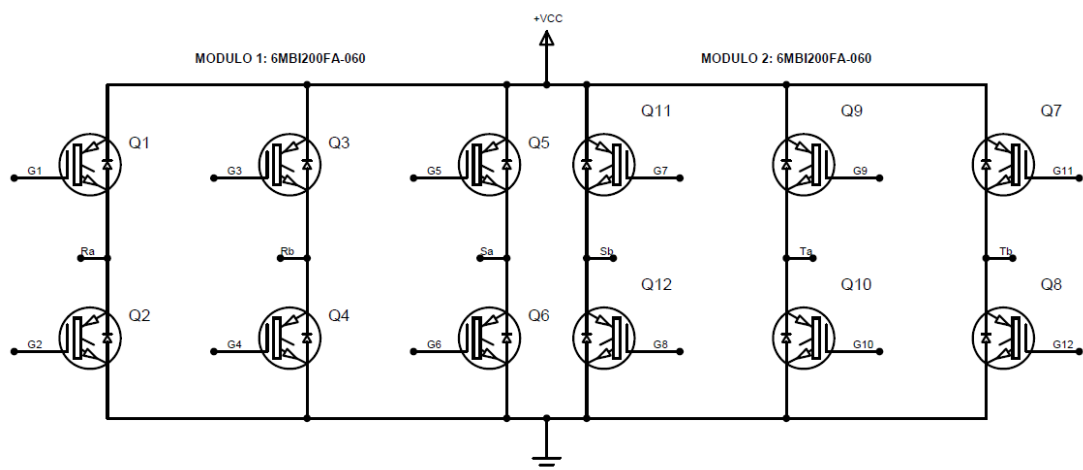
de control y un transistor bipolar como interruptor en un solo dispositivo. El circuito de excitación del IGBT es como el del MOSFET, mientras que las características de conducción son como las del BJT.



Fuente: *Datasheet*

Figura 3-8 Módulo IGBT 6MBI200FB-060 de 200A/600V, $V_{GES} = \pm 20\text{ V}$

Para formar el inversor trifásico de seis ramas necesitamos 2 módulos IGBT, así tendríamos la siguiente configuración de potencia:



Fuente: Los autores

Figura 3-9 Circuito de Potencia. Inversor trifásico de seis ramas

En todo sistema electrónico de control de potencia se requieren circuitos especializados para controlar la actuación de los dispositivos conmutadores de potencia. Estos circuitos de manejo de compuerta (drivers), deben cumplir las siguientes funciones básicas:

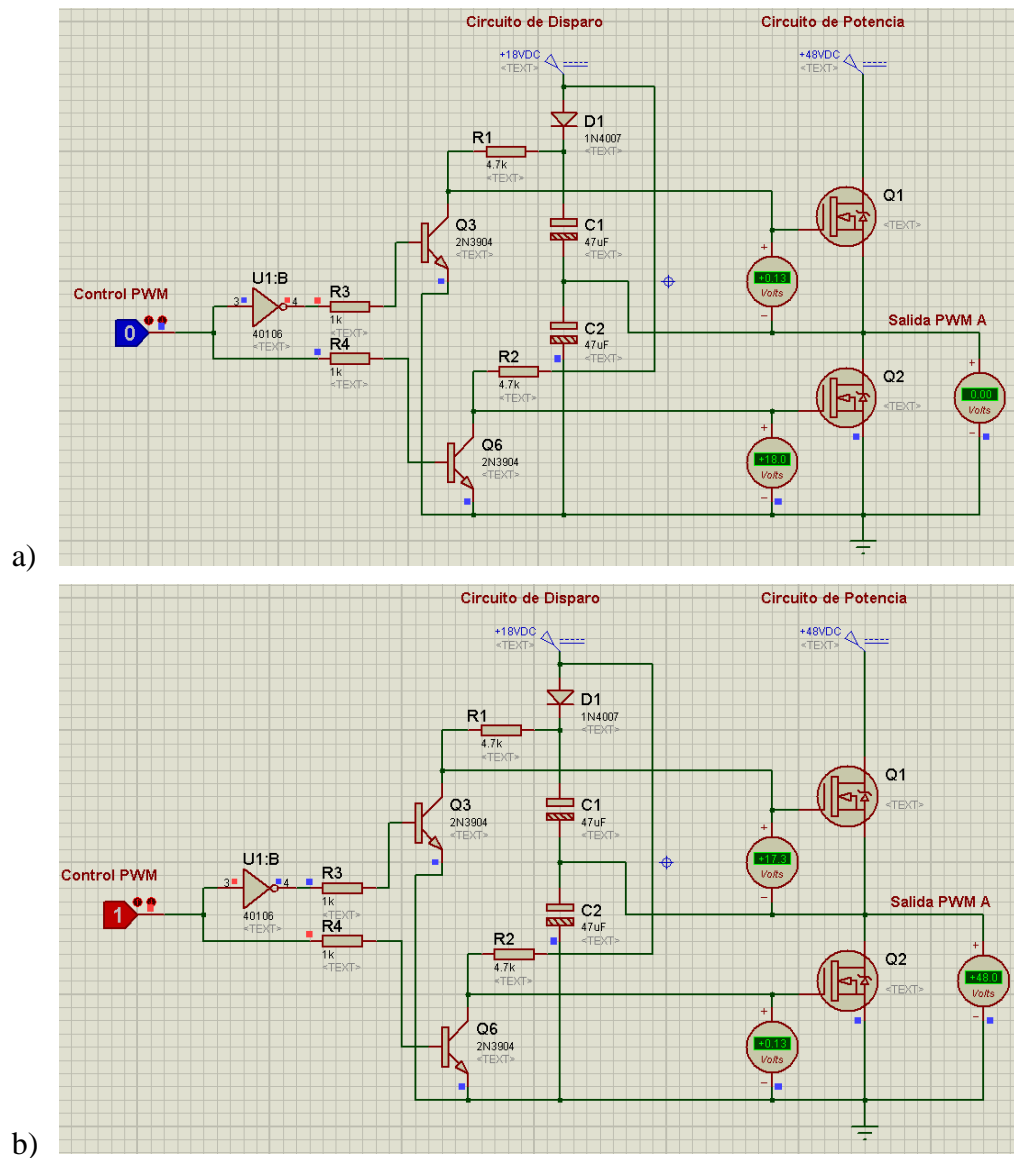
- 1) Proporcionar aislamiento entre los circuitos de control y los altos niveles de tensión y corriente manejados por los dispositivos electrónicos de control de potencia.

- 2) Generar las formas de onda de voltaje y corriente necesaria para que los dispositivos de potencia operen hasta en las condiciones máximas de voltaje y corriente definidas por el fabricante.
- 3) Proporcionar protección local contra fallas, especialmente en situaciones de sobrecorriente.

Existen fabricantes que ofrecen circuitos integrados comerciales que contienen algunas de las funciones básicas de un circuito de manejo de compuerta; estos integrados son económicos pero no pueden ser conectados directamente a los dispositivos de potencia. Es necesario construir fuentes de tensión de alimentación independientes con aislamiento de tierra y proporcionar las funciones faltantes de protección o de interfaz aislada con el controlador. Como todo el sistema del inversor va solo a ser alimentado bajo una sola fuente de poder se hace difícil de incluir fuentes aisladas que se necesitan en el circuito de manejo de compuerta de los IGBT que se encuentran en la parte superior del semipunto.

Ante este problema se propone un circuito de manejo de compuerta que asegura la conmutación de los dispositivos de potencia, sincronizando las señales de control en cada compuerta para una correcta alternación en el punto común del semipunto. El inconveniente principal de esta aproximación es que el algoritmo de control debe estar en concordancia con estos dispositivos, es decir; no deben conmutarse ambos dispositivos a la vez.

A continuación se presenta un diseño basado en el uso de circuitos integrados de mediano nivel de complejidad, complementados con otros circuitos de propósitos generales para sintetizar las demás funciones:



Fuente: Los autores

Figura 3-10 Circuito de disparo. Control con tierra aislada

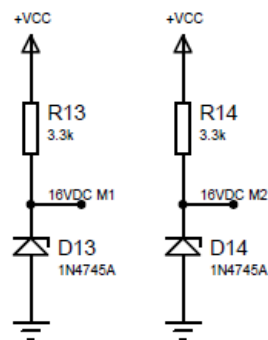
Se puede comprobar, que gracias al divisor de tensiones capacitivo, se puede aplicar al transistor de potencia (MOSFET o IGBT) una tensión con una tierra aislada a su compuerta.

El circuito de manejo de compuerta genérico para IGBT así diseñado tiene las siguientes características:

- 1) Bajo costo.
- 2) Protección contra corto circuito en la carga del dispositivo controlado con conmutación suave.
- 3) Capacidad de aislamiento para alto dv/dt .

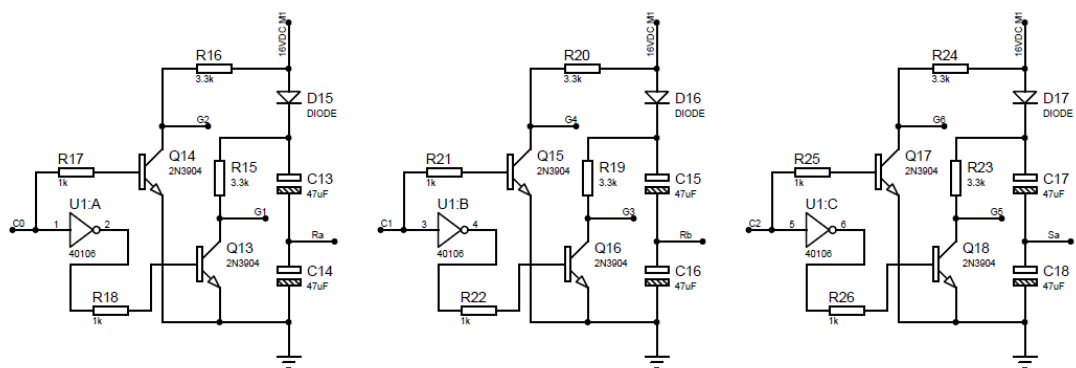
- 4) Utilidad para propósitos generales (componentes individuales o integrados en módulos de 2 dispositivos).
- 5) Fácil operación y modificación.
- 6) Facilidad de prueba para verificación de funcionamiento.
- 7) Fácilmente adaptable a operar con el sistema de control microprocesado.

Una vez comprobado el circuito de conmutación (figura 3-10) para cada rama (semipunto) de los módulos, se debe tomar en cuenta el voltaje de conmutación máximo VGE (voltaje gate-emisor) de los IGBT, como la fuente será de 48Vdc se necesita estabilizar dicho voltaje a rangos de entre 15 – 20Vdc que son los voltajes de trabajo de compuerta del IGBT, el diseño se establecerá de la siguiente forma:



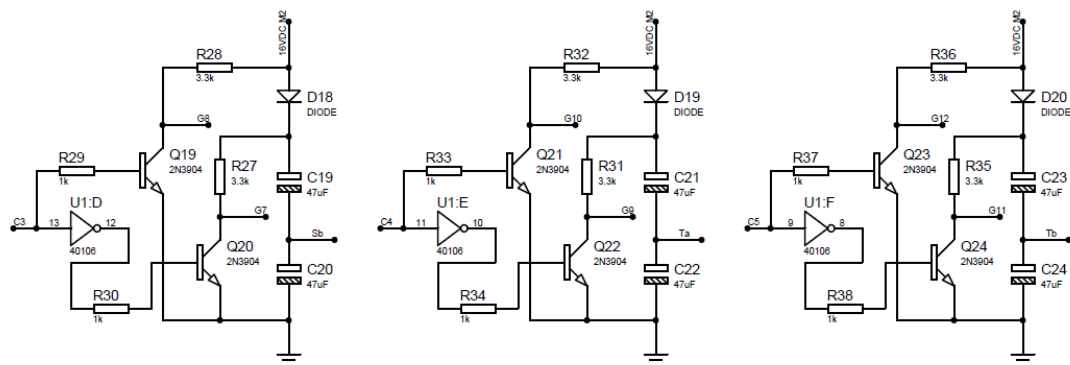
Fuente: Los autores

Figura 3-11 Circuito estabilizador de voltaje (16 Vdc) para los disparos de cada módulo IGBT con corriente de 17,5 mA



Fuente: Los autores

Figura 3-12 Circuito de disparos sincronizados para Módulo 1



Fuente: Los autores

Figura 3-13 Circuito de disparos sincronizados para Módulo 2

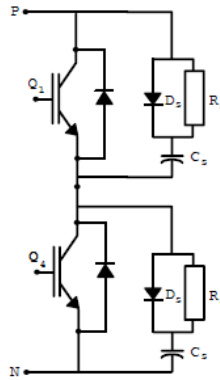
3.1.4.1. Protección Para Encendido y Apagado de los IGBTs

Esta protección es más conocida como red snubber, se puede considerar como un conjunto de componentes (pasivos y/o activos) que se incorporan a un circuito de potencia, para la protección de dispositivos de conmutación contra las transiciones de encendido y de apagado, asegurando un régimen de trabajo seguro.

La función principal que desarrollan los circuitos snubber es absorber la energía procedente de los elementos reactivos del circuito durante el proceso de conmutación, controlando parámetros tales como la evolución de la tensión o corriente en el interruptor, o bien limitando los valores máximos de tensión que ha de soportar. Se incrementa de esta forma la fiabilidad de los semiconductores al reducirse la degradación que sufren debido a los aumentos de potencia disipada y de la temperatura de la unión. Aunque existen distintos tipos de circuitos, en el diseño solamente utilizaremos el Snubber de Tensión RCD (resistencia condensador y diodo), el cual es un tipo de circuito que encuentra un amplio campo de aplicación en la protección de interruptores, como es el caso de los transistores bipolares. Se distinguen dos utilidades en los circuitos RCD:

- ✓ Control de la pendiente de subida de la tensión en el interruptor durante el transitorio de apagado.
- ✓ Enclavamiento de la tensión en el interruptor.

En la Figura 3-14, se observa el esquema de la red snubber a diseñarse.



Fuente: Torres, Carlos, Diseño y construcción de un inversor trifásico, 2008

Figura 3-14 Red Snubber RCD

Los diodos que se encuentran en paralelo con los IGBTs, los protegen contra altos picos de voltaje (manteniendo el flujo de corriente en la misma dirección), los condensadores aseguran un nivel mínimo de voltaje en el dispositivo hasta que la corriente sea cero, garantizando con esto reducir las pérdidas de potencia en la conmutación, y las resistencias limitan el pico de corriente de descarga a través del transistor a un valor seguro.

3.1.4.1.1. Diseño de la Red Snubber

Para el cálculo de la red Snubber se aplica el siguiente criterio¹⁰⁵.

- Capacitor Snubber

$$C_S \geq \frac{I_L \cdot t_f}{2 \cdot V_{DC}} \quad \text{ec 3.1}$$

C_S : Capacitor Snubber

I_L : Corriente de Carga

t_f : tiempo de falla (dato del IGBT)

V_{DC} : Voltaje menor de operación del sistema (45,6Vdc)

Donde:

¹⁰⁵ RAJASHEKARA, K., RAJASHEKARA, J., Protection and Switching- Aid Networks for Transistors Bridge Inverters, IEEE Transactions on Industrial, Electronics, Vol.IE-33,No2, MAY 1986

$$I_L = \frac{\frac{P}{\sqrt{3}} \times fc}{V_{dc}} \text{ ec 3.2}$$

P : Potencia instalada = 5KW

fc : factor de crecimiento de la demanda = 1,25

$$I_L = \frac{\frac{5000 \text{ W}}{\sqrt{3}} \times 1,25}{45,6 \text{ Vdc}} = 79 \text{ A}$$

Calculando el capacitor Snubber tenemos:

$$C_S \geq \frac{79 \text{ A} \times 1000 \text{ ns}}{2 \times 48 \text{ VDC}}$$

$$C_S \geq 822,9 \text{ nF}$$

$$C_S \geq 1 \mu\text{F}$$

- Resistencia Snubber
 - ✓ Resistencia Mínima

$$R_S \geq \frac{V_D}{I_M - I_L} \text{ ec 3.3}$$

R_S : Resistencia Snubber

V_D : Voltaje máximo de trabajo del IGBT

I_M : Corriente máxima del IGBT (hoja de dato)

$$R_S \geq \frac{56 \text{ Vdc}}{200 \text{ A} - 79 \text{ A}}$$

$$R_S \geq 0,46 \Omega$$

- ✓ Resistencia Máxima: Por otra parte para obtener un funcionamiento correcto del Snubber, se ha de dar tiempo suficiente a C_S para descargarse durante el tiempo de conducción del transistor. El mínimo tiempo que se considera aceptable para permitir la descarga de C_S es de cinco veces la constante de tiempo RC. De donde podemos estimar que:

$$R_S < \frac{T_{ON(min)}}{5 \cdot C_S} \text{ ec 3.4}$$

$T_{ON(min)}$: tiempo de encendido mínimo del IGBT durante su activación

$$R_S < \frac{1 \times 10^{-4} s}{5 \times 1 \mu F}$$

$$R_S < 80 \Omega$$

Por lo tanto R_S debe estar entre:

$$0,46 \Omega \leq R_S < 80 \Omega$$

$$R_S = 47 \Omega$$

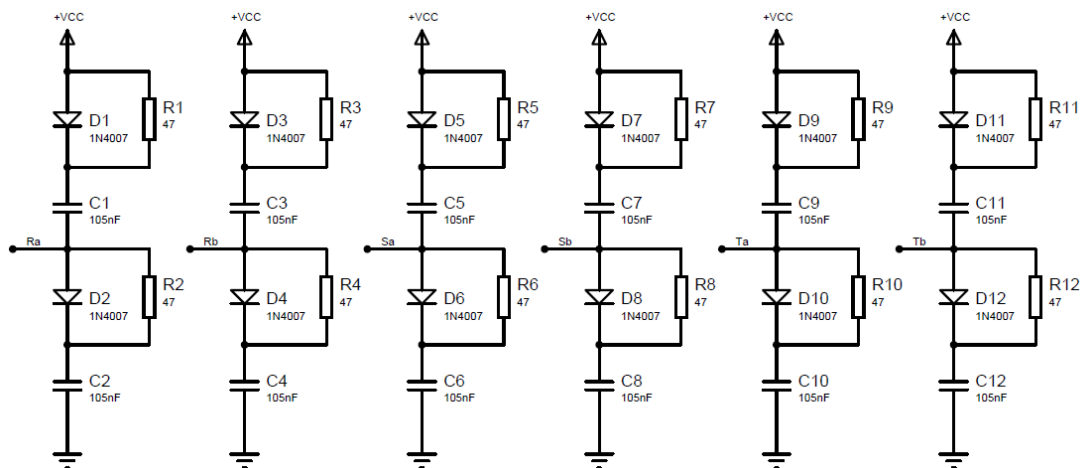
Una vez seleccionado el condensador C_S y la resistencia R_S , no podemos olvidar que la energía almacenada en el condensador C_S se disipa básicamente en la resistencia R_S durante el encendido del transistor, por lo que ésta ha de soportar sin deteriorarse la potencia:

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \cdot C_S \cdot V_D^2 \cdot f \quad \text{ec 3.5}$$

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \times 1 \mu F \times 56 V_{dc}^2 \times 1320 Hz$$

$$P_{RS} = 2 W$$

Conocidos los valores de la red snubber RCD se muestra en la figura 3-15, la configuración de protección para cada IGBT.



Fuente: Los autores

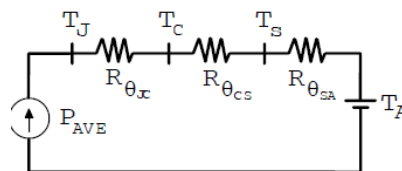
Figura 3-15 Red Snubber RCD. Protección para cada IGBT

3.1.4.1.2. Protección por Temperatura

El disipador de calor en los circuitos electrónicos es una pieza clave, sobre todo si se trata de electrónica de potencia, donde las elevadas corrientes por los semiconductores pueden causar su destrucción. Tanto así, que en muchas aplicaciones, la potencia máxima de un circuito de potencia está limitada por el diseño térmico del sistema.

3.1.4.1.2.1. Diseño Térmico del Disipador¹⁰⁶

Como para la resolución de circuitos eléctricos contamos con muchos métodos, se establece un modelo equivalente entre este fenómeno de transmisión de calor y un circuito como el de la figura 3-16.



Fuente: Torres, Carlos, Diseño y construcción de un inversor trifásico, 2008

Figura 3-16 Modelo térmico básico

Términos:

P_{AVE} : Representa la potencia de pérdida disipada en cada semiconductor.

$R_{\theta JC}$: Representa la resistencia térmica entre la junta y la carcasa del semiconductor.

$R_{\theta CS}$: Resistencia térmica entre la carcasa del semiconductor y el disipador de calor.

$R_{\theta SA}$: Resistencia térmica entre el disipador y el ambiente.

T_J : Representa la temperatura de la junta del semiconductor.

T_C : Representa la temperatura de la carcasa.

T_S : Representa la temperatura del disipador.

T_A : Representa la temperatura ambiente

¹⁰⁶ ALZATE, A., Electrónica de Potencia, Texto Electrónica de Potencia, universidad Tecnológica de Pereira, 1991

Donde:

- ✓ Potencia equivalente a Corriente (fuente de corriente)
- ✓ Temperatura equivalente a Tensión
- ✓ Resistencia Térmica equivalente a Resistencia eléctrica

Aplicando la ley de Ohm en el circuito equivalente tenemos:

$$I = \frac{V}{R}$$

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}} \quad 3.6$$

La resistencia $R_{\theta SA}$ no depende del semiconductor, sino del tipo de disipador a usar, por tanto es una cantidad que depende del material, el pulimiento de su superficie, el tamaño y la diferencia de temperatura entre el disipador y la temperatura ambiente.

De la hoja de datos técnicos del Módulo IGBT 6MBI200FB-060 (anexo L) obtenemos los parámetros de acuerdo a lo especificado anteriormente.

$$P_{AVE} : 180 \text{ W (Curva } V_{CE} \text{ vs } I_C)$$

$$R_{\theta JC} : 0,208 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

$$R_{\theta CS} : 0,03 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

$$T_J : 150 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_S : 125 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Para calcular el tamaño del disipador asumiremos una temperatura ambiente de 45°C que puede ser la encontrada dentro del gabinete.

El $T_{Jm\acute{a}x}$ dado en las hoja de datos se lo multiplicará por un factor k para utilizarlo a una temperatura menor, así:

$$T_J = T_{Jm\acute{a}x} \cdot k \quad \text{ec 3.7}$$

Donde:

k= 0,5 (dispositivo poco caliente).

k= 0,6 (dispositivo sin que se caliente demasiado).

k= 0,7 (máximo riesgo para el dispositivo).

Entonces:

$$T_J = 150^{\circ}\text{C} \times 0,6$$

$$T_J = 90^{\circ}\text{C}$$

Por tanto nuestra incógnita será $R_{\theta SA}$ que despejamos de la ecuación 3.6:

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}} \quad \text{ec 3.6}$$

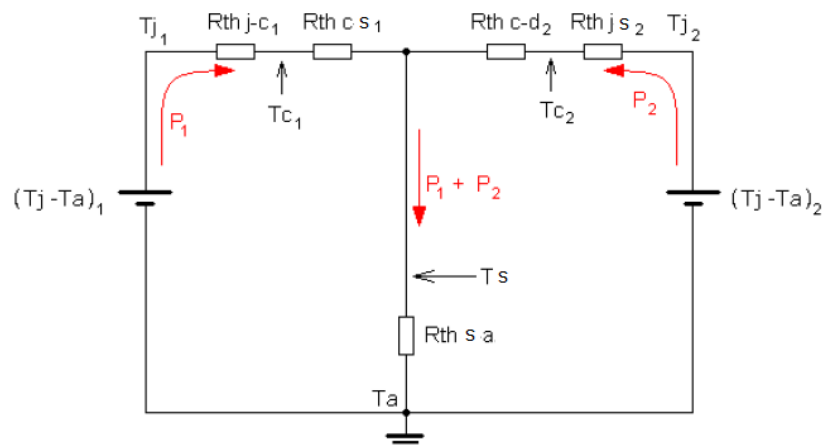
Despejando,

$$R_{\theta SA} = \frac{T_J - T_A}{P_{AVE}} - (R_{\theta JC} + R_{\theta CS}) \quad \text{ec 3.8}$$

$$R_{\theta SA} = \frac{90^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}}{180\text{W}} - \left(0,208 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}} + 0,03 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}\right)$$

$$R_{\theta SA} = 0,012 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}$$

Como necesitamos 2 módulos de IGBTs para formar el puente completo para cada inversor monofásico, debemos recalcular la $R_{\theta SA}$ para que el disipador abarque ambos empujados. Supondremos que la situación (tanto eléctrica como física a efectos de transmisión de calor) es simétrica, ya que de lo contrario podría darse el caso de que uno de los componentes fuese receptor de calor del otro, lo que complicaría todo el cálculo, con esta limitación que hemos impuesto se podría simplificar el circuito térmico a 2 mallas, donde cada una es igual a la analizada en la figura 3-16 de donde se deduce que:



Fuente: s/a

Figura 3-17 Circuito térmico para 2 fuentes de calor

Si $P_1 = P_2$, para nuestro caso podemos afirmar que:

$$R_{\theta SA}(n \text{ elementos}) = \frac{R_{\theta SA}(1 \text{ elemento})}{n} \quad \text{ec 3.9}$$

Lo que conlleva a:

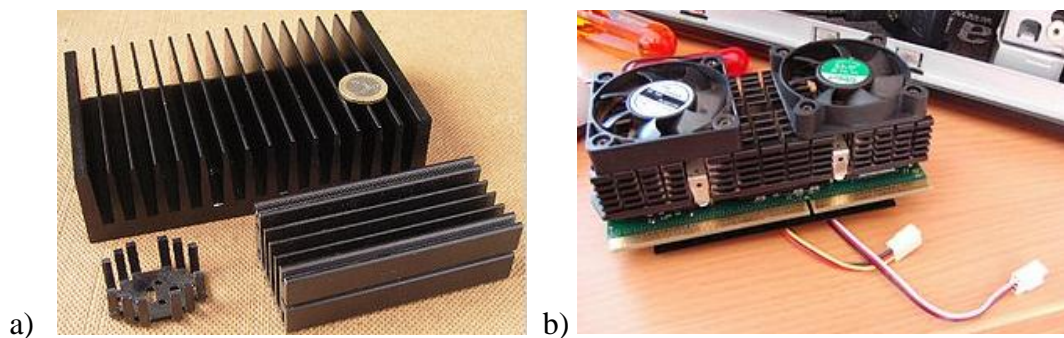
$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = \frac{0,012 \text{ } ^\circ\text{C/W}}{2}$$

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = 0,006 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

Debemos buscar en catálogos suministrados por fabricantes de disipadores algún disipador que tenga una resistencia térmica con el valor que acabamos de calcular $R_{th} = 0,006 \text{ } ^\circ\text{C/W}$.

Importante: Podemos elegir algún disipador que tenga una resistencia térmica menor a la calculada, esto simplemente provocaría que en las mismas condiciones de cálculo, la temperatura de juntura sea menor a la deseada. NO DEBEMOS ELEGIR UNO QUE TENGA UNA RESISTENCIA TERMICA MAYOR, ya que esto implicaría aumentar la temperatura de juntura de trabajo.

Se recomienda un disipador de calor de aluminio por convección natural de aire, teniendo en cuenta que las características de un disipador no solo dependen de la superficie del mismo sino de la forma, material, color de la superficie y posición que permitan una libre circulación de aire (figura 3-18 (a)).



Fuente: s/a

Figura 3-18 Disipadores de potencia

Al diseño del disipador debemos agregarle un ventilador para forzar la convección y de esta manera reducir la resistencia disipador ambiente. (figura 3-18 (b)).

3.1.4.2. Transformación del voltaje

Hoy en día los transformadores también tienen su aplicación en el campo de los armónicos, precisamente gracias a la propiedad de poder aislar las cargas de la fuente y añadiéndole las distintas posibilidades de sus configuraciones de conexión y de construcción.

Estos transformadores permiten poder tener una determinada carga o conjunto de cargas, susceptibles de causar problemas a otros equipos, controladas en una zona concreta de la instalación, para que no perjudiquen al resto.

En sistemas trifásicos compensados, la corriente fundamental y las de los armónicos 5°, 7°, etc. se anulan mutuamente, mientras que las corrientes monofásicas del tercer armónico tienen el mismo decalaje de fase y, por consiguiente, se acumulan en el conductor neutro, retornando una corriente igual a tres veces las de las fases.

La circulación de corrientes importantes por el neutro debidas al armónico tercero y los múltiplos de tres, generan un desprendimiento de calor significativo debido al efecto Joule. Otro inconveniente de esta circulación es debido generalmente a su capacidad de deformar la tensión, haciéndola perder su carácter senoidal.

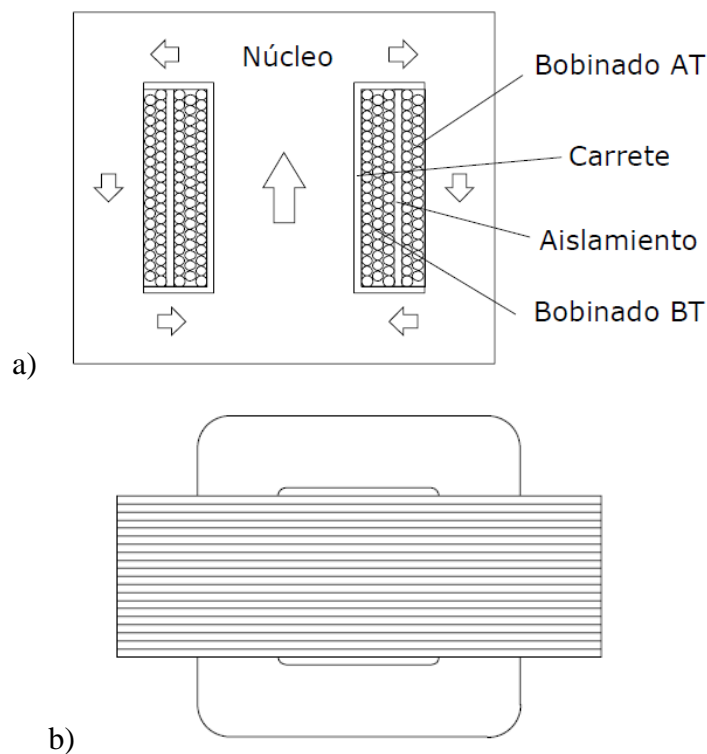
Los transformadores más utilizados en caso de cargas monofásicas son los de triángulo-estrella, que retienen los armónicos de orden tres y sus múltiplos.

3.1.4.2.1. Parámetros de diseño del Transformador

El diseño del Transformador es un proceso de cálculo mediante el cual se trata de determinar sus dimensiones geométricas, de modo de obtener un comportamiento específico. Generalmente ocurre que las ecuaciones de diseño disponibles son insuficientes para la cantidad de incógnitas (dimensiones) a determinar. Por ello, para levantar la indeterminación es necesario suponer un conjunto de valores y/o emplear un modelo simplificado de modo de reducir la cantidad de incógnitas, obteniéndose un diseño preliminar o aproximado.

El sistema magnético estará formado por dos bobinas (una de primario y otra de secundario) arrolladas sobre un carrete y un núcleo ferromagnético formado por

chapas magnéticas que permitirá que el flujo común a ambas bobinas enlace magnéticamente los circuitos de primario y secundario (Figura 3-19).



Fuente: TECNUN, Diseño y construcción de un Transformador monofásico, 2009

Figura 3-19 Esquema del transformador monofásico. a) corte lateral, b) vista superior

Como el diseño del transformador no es el objetivo principal de este tópico, se calculará los parámetros necesarios de diseño, para adquirirlo bajo pedido de fabricación a empresas especializadas para estos procesos.

Se podría adquirir 3 transformadores monofásicos con los siguientes datos:

$$P_{fase} = \frac{P_{carga} \times f_{crecimiento}}{\sqrt{3}} \quad ec \ 3.10$$

$$P_{fase} = \frac{5000 \ W \times 1,25}{\sqrt{3}}$$

$$P_{fase} = 3.608,43 \ W \approx 3.610 \ W$$

Votaje del primario: 56 Vpico

Voltaje del secundario: $130V_{rms} \times \sqrt{2} = 183 \ V_{pico}$

Relación de transformación: $V_s/V_p = 3,28$

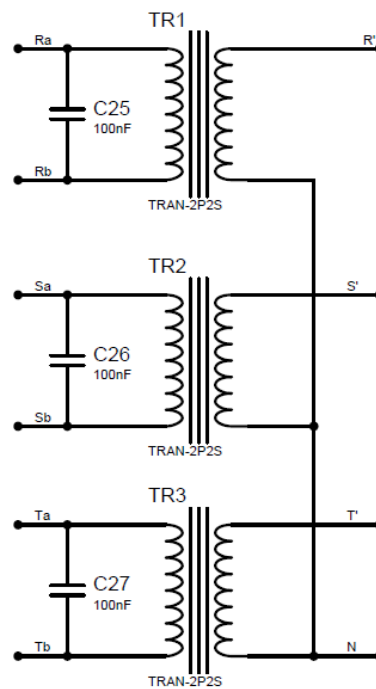
O bien, se podría adquirir un solo transformador trifásico con los mismos voltajes primario y secundario anteriores y misma relación de transformación. Cambiando el valor de Potencia igual a:

$$P_{3fases} = P_{carga} \times f_{crecimiento} \quad \text{ec 3.11}$$

$$P_{3fases} = 5000 \text{ W} \times 1,25$$

$$P_{3fases} = 6.250 \text{ W}$$

Además en el diseño del transformador trifásico por ser elevador de voltaje y va a ser alimentado por inversores monofásicos, se debe dejar libre en bornera los primarios de las bobinas correctamente señaladas y los secundarios tendrán que estar en conexión estrella en sus borneras (Figura 3-20).



Fuente: Los autores

Figura 3-20 Configuración de los Transformadores de Potencia

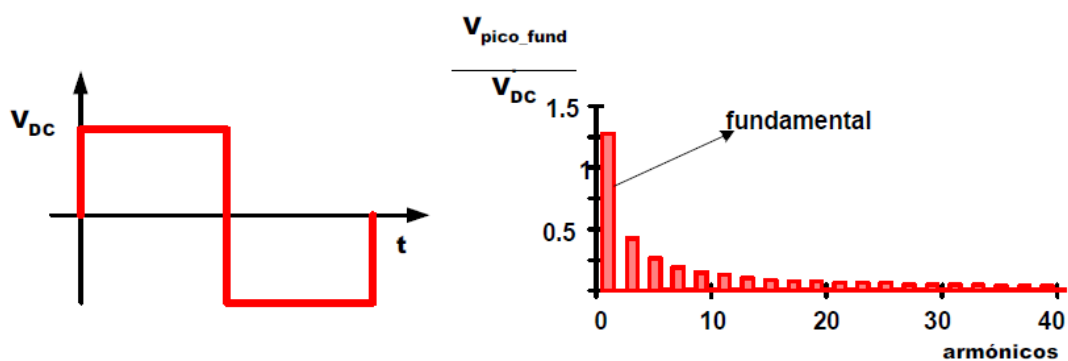
3.1.5. Consideraciones sobre las señales de control

Cuanto menor sea el índice de modulación en frecuencia se debe elegir con mayor cuidado la configuración de las señales utilizadas. Unas sencillas reglas que ayudarán al mejor funcionamiento de nuestro inversor son:

- ✓ La relación entre las frecuencias (mf), debe ser un número entero e impar. En estas condiciones la señal tiene simetría impar reduciéndose su contenido armónico y evitando que aparezcan subarmónicos.
- ✓ La señal senoidal y la triangular deben estar sincronizadas, es decir, deben iniciarse en el mismo instante.
- ✓ La pendiente de la triangular y la senoidal deben ser opuestas al iniciarse la modulación. Así se evitan pulsos de corta duración en sistemas poco modulados.

3.1.5.1. Generalidades sobre modulación

Una señal no modulada presenta armónicos muy próximos a la fundamental (Figura 3-21), por lo que requiere filtros con frecuencias de corte muy bajas. Estos filtros pueden llegar a atenuar no solo los armónicos sino también la fundamental obligando al inversor a trabajar con tensiones elevadas.



Fuente: s/a

Figura 3-21 Contenido armónico de la tensión en un inversor de onda cuadrada

Para evitar el problema descrito en el párrafo anterior sería muy interesante obtener una señal donde los armónicos y la fundamental estuvieran muy separados. Así, se obtendría una doble mejora ya que a menudo hay que controlar el voltaje de salida del inversor para hacer frente a las variaciones de entrada de cd, para la regulación de voltaje del inversor y para requisitos constantes de voltaje y de frecuencia. Por otra parte se reduce el tamaño del filtro y se evita que influya sobre la fundamental. Estas ventajas pueden conseguirse utilizando el control de tensión mediante modulación de ancho de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*).

Para modificar la ganancia del inversor las técnicas de modulación comúnmente utilizadas son:

1. Modulación por un solo ancho de pulso
2. Modulación por varios anchos de pulso
3. Modulación senoidal del ancho de pulso
4. Modulación senoidal modificada del ancho de pulso
5. Control por desplazamiento de fase

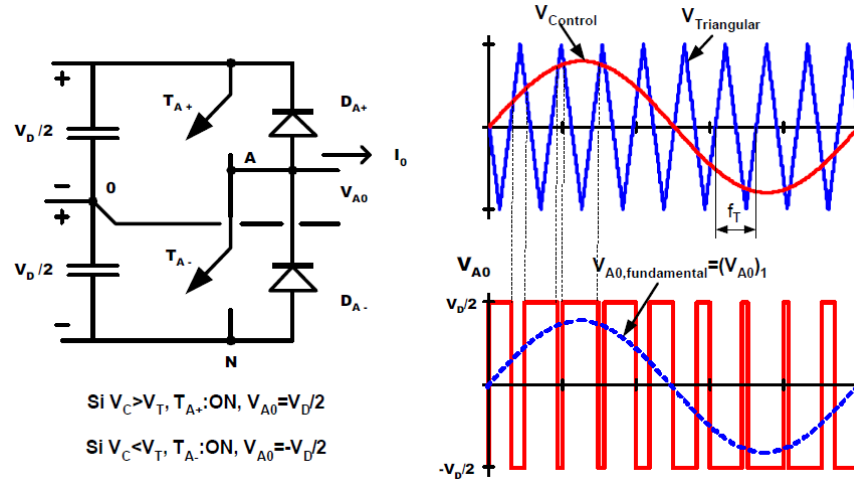
Todas las técnicas de modulación antes descritas, tienen sus ventajas unas de otras, pero; para alcanzar el objetivo planteado para nuestro diseño de inversor sobresalen las de modulación senoidal del ancho de pulso (SPWM) y la modulación senoidal modificada del ancho de pulso (MSPWM). A continuación se plantea los beneficios de ambas modulaciones:

3.1.5.1.1. La modulación senoidal del ancho de pulso (SPWM)

Esta forma de modulación es un poco compleja ya que se trata de obtener tensiones alternas. Para obtener las tensiones necesarias se utilizará una señal de control senoidal que será comparada con una señal triangular. En vez de mantener igual el ancho de todos los pulsos, como es el caso de la modulación por varios anchos de pulsos, el ancho de cada pulso varía en proporción con la amplitud de la onda senoidal evaluada en el centro del mismo pulso. La señal triangular fija la frecuencia de conmutación y puede variar para controlar el voltaje V_{rms} de salida, mientras la senoidal generalmente se mantiene constante porque es la que fija la frecuencia de la fundamental.

La Figura 3-22 muestra una rama (Rama A) de un inversor modulado donde las señales de compuerta según la secuencia de apertura y cierre de los interruptores (TA+ y TA-) ha sido obtenida mediante la comparación de la señales; senoidal (señal control) y triangular (señal portadora). Cuando la tensión de control es mayor que la tensión de la triangular se cerrará el interruptor TA+, de igual forma cuando la tensión triangular supere a la de control se cerrará el interruptor TA-.

Dada la disposición de los interruptores funcionarán complementariamente, el factor de distorsión y las armónicas se reducirán en forma significativa. Si cerramos los dos interruptores a la vez se producirá un cortocircuito.



Fuente: s/a

Figura 3-22 Modulación de ancho de pulso. Funcionamiento en una rama del inversor

La señal triangular tiene un valor de pico V_{TP} y una frecuencia f_T (señal portadora).

La señal de control tendrá un valor de pico V_{CP} y una frecuencia f_C (señal moduladora).

La relación entre la tensión la tensión de pico de la señal de control y la triangular es conocida como índice de modulación en amplitud (ecuación 3.12).

$$m_a = \frac{V_{CP}}{V_{TP}} \quad \text{ec 3.12}$$

La relación entre las frecuencias también será un parámetro muy importante en la clasificación de los sistemas modulados. Se conocerá como índice de modulación en frecuencia (ecuación 3.13).

$$m_f = \frac{f_T}{f_C} \quad \text{ec 3.13}$$

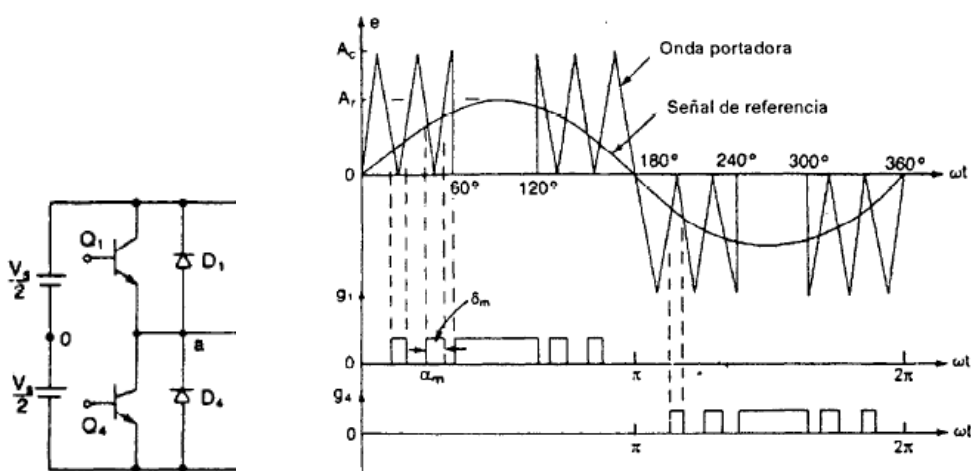
Si valor de pico de la señal senoidal supera el de la triangular se perderán conmutaciones y aparecerá el efecto de sobremodulación, también ocasionado por excesivo valor del índice de modulación, muy superior a 1. El caso más extremo de

sobremodulación será un inversor trifásico en operación de onda cuadrada y añade más armónicos en comparación con la operación con el rango normal.

3.1.5.1.2. Modulación senoidal modificada del ancho de pulso (MSPWM)

La figura 3-23 nos muestra como los anchos de pulsos más cercanos al pico de la onda senoidal no cambian en forma significativa con la variación del índice de modulación. Esto se debe a las características de una onda senoidal, la técnica SPWM se puede modificar de tal manera que la onda portadora se aplique durante el primero y el último intervalo de 60° de cada medio ciclo de la onda moduladora o de control. Es decir no se modulará de 60° a 120° y de 240° a 300° .

La componente de la fundamental aumenta respecto de la técnica de modulación SPWM, mejorando sus características armónicas. Esto reduce el número de conmutaciones de los dispositivos de potencia y por ende las pérdidas por conmutación.



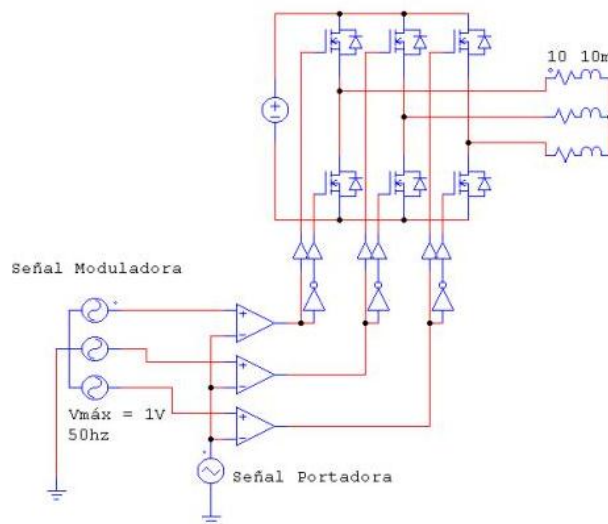
Fuente: Rashid, Muhammad, Circuitos dispositivos y aplicaciones, 1995

Figura 3-23 Modulación senoidal modificada del ancho de pulso

La forma de variar su voltaje V_{rms} de salida es variando el ancho de pulso del tramo central de cada semiciclo, ampliándolo o reduciéndolo según sea el requerimiento de salida.

3.1.6. Circuito de Control

Es fácil pensar que para generar las señales moduladas para los disparos de los dispositivos de potencia, se puede electrónicamente primero generar las ondas senoidales desfasadas 120° con un microcontrolador cualquiera, que me genere 3 señales cuadradas desfasadas para luego filtrar (filtros activos) sus componentes fundamentales y así conseguir las 3 señales moduladoras senoidales puras; después con un circuito integrador generar la onda triangular para luego mediante operacionales comparar ambas señales (senoidal y triangular) y así obtener las señales de disparos modulados tal como se muestra en la figura 3-24.



Fuente: Los autores

Figura 3-24 Inversor trifásico con modulación SPWM

Entre menos elementos intervengan en la generación de las señales moduladas para los disparos de los dispositivos de potencia, el circuito de control será más confiable, por lo que se opta conseguir las señales moduladas SPWM y MSPWM mediante un microcontrolador PIC18F252 de la familia de microchip, debido a sus 32KB de memoria de programa y sus 3 puertos (A, B y C) que nos permiten adecuadamente generar las ondas moduladas, la recepción de datos por parte de la etapa de protecciones y el control del LCD (Display de cristal líquido) para la visualización de monitoreo del inversor (ver figura 3-30).

El microcontrolador generará las señales moduladas mediante tablas lógicas que previamente serán agregadas al programa del mismo. La resolución del algoritmo

matemático de ambas señales SPWM y MSPWM será resuelta en la hoja de cálculo de Microsoft Excel con el siguiente criterio:

Como la onda portadora es una onda triangular, y a su vez obedece al comportamiento de una recta, se la resuelve de acuerdo a la ecuación de la recta.

$$Y = mx + b \quad \text{ec 3.14}$$

Dónde:

Y = El valor en el eje de las ordenadas

m = la pendiente de la recta

b = el valor por donde la recta corta el eje de las ordenadas

La onda moduladora es una onda senoidal, se resuelve de acuerdo a la ecuación de la misma, es decir:

$$Y = \text{sen}(\theta)$$

Dónde:

Y = El valor en el eje de las ordenadas

θ = ángulo de evaluación

En el Microsoft Excel se grafica estas ecuaciones y se determina los puntos donde el valor de la onda portadora (triangular) es mayor o menor que el valor de la onda moduladora (senoidal), y por ende se logra encontrar una tabla que nos muestra el SPWM para los disparos de los dispositivos de potencia.

La señal portadora tendrá que compararse con las otras dos ondas restantes que se encuentran desfasadas 120 grados y generán una tabla de “0” y “1”, lo que permitirá generar las 3 señales moduladas SPWM.

La comparación de las 3 ondas será de la siguiente forma:

$$\begin{array}{l} \text{Señal Portadora} \rightarrow Y = mx + b \\ \text{Señales Moduladoras} \left\{ \begin{array}{l} Y = \text{sen}(wt) \\ Y = \text{sen}(wt + 120) \\ Y = \text{sen}(wt + 240) \end{array} \right. \end{array}$$

Conocida estas ecuaciones se grafica las señales de la onda portadora con las moduladoras (ver Anexo E) en un mismo eje de referencia como en la figura 3-25.

Debemos tomar en cuenta la relación de frecuencia entre la onda portadora (triangular) y la moduladora (senoidal) para conocer el índice de modulación en frecuencia con la ecuación 3.13.

$$mf = \frac{fT}{fC}$$

$$mf = \frac{4320Hz}{60Hz}$$

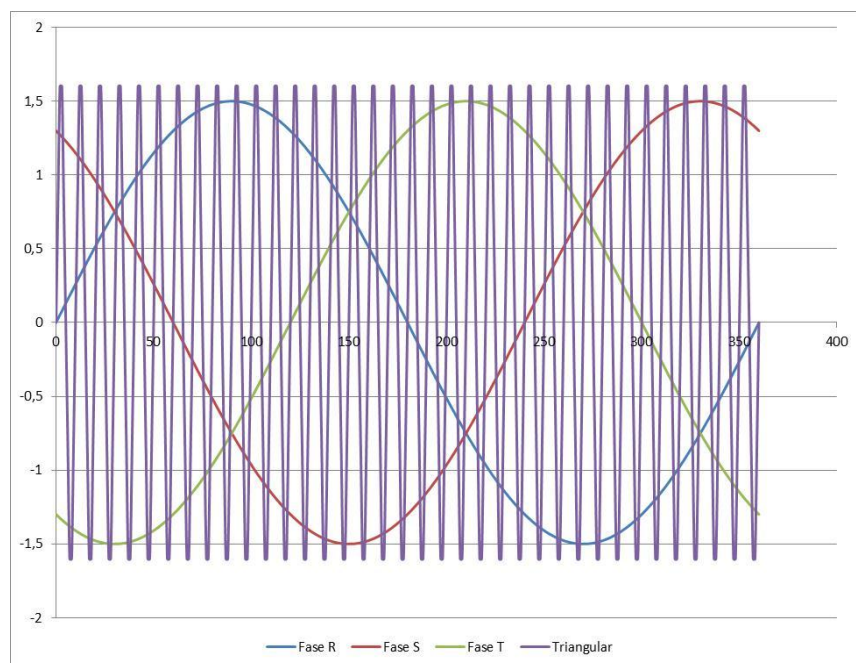
$$mf = 72$$

El índice de modulación en amplitud según la ecuación 3.12 será:

$$ma = \frac{VCP}{VTP}$$

$$ma = \frac{1}{1,6}$$

$$ma = 0,625$$



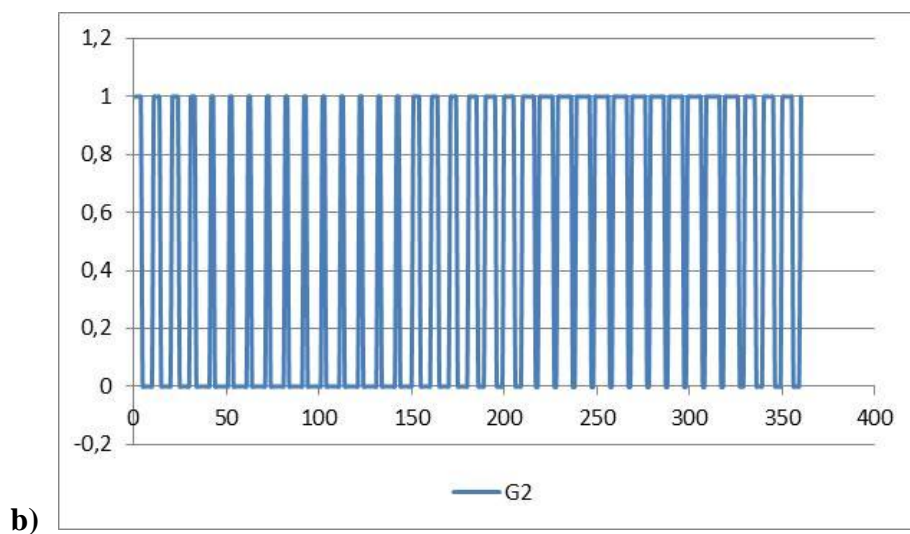
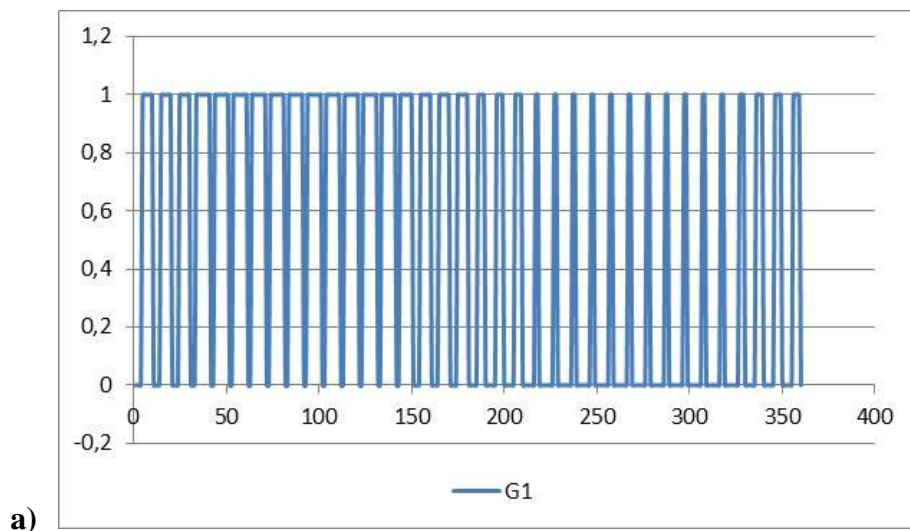
Fuente: Los autores

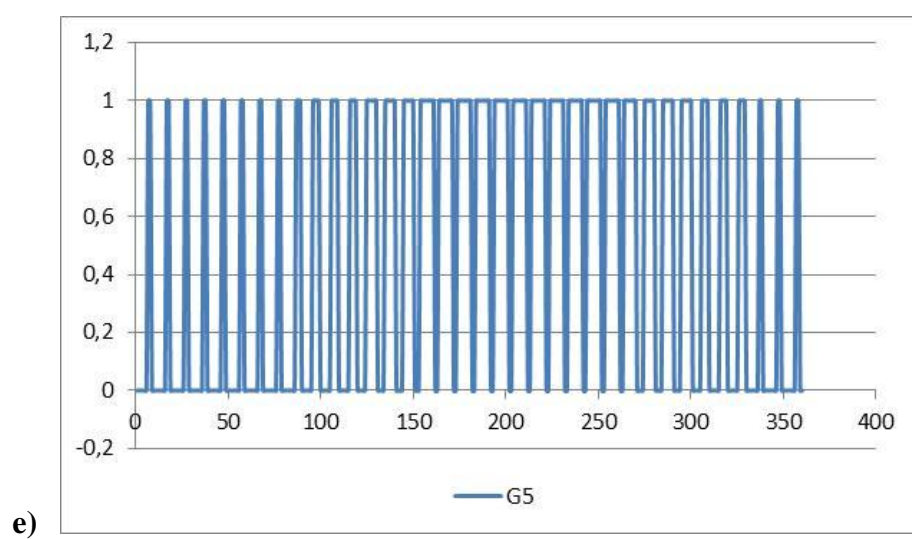
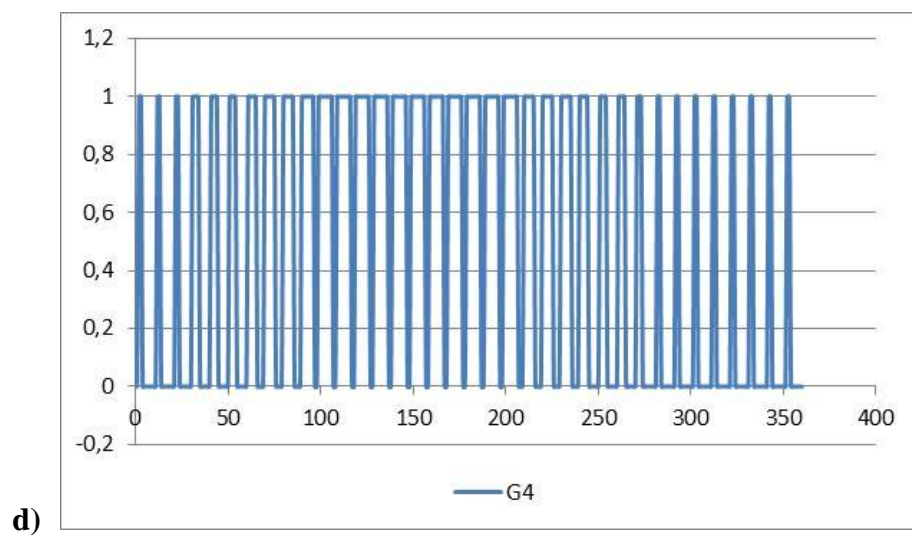
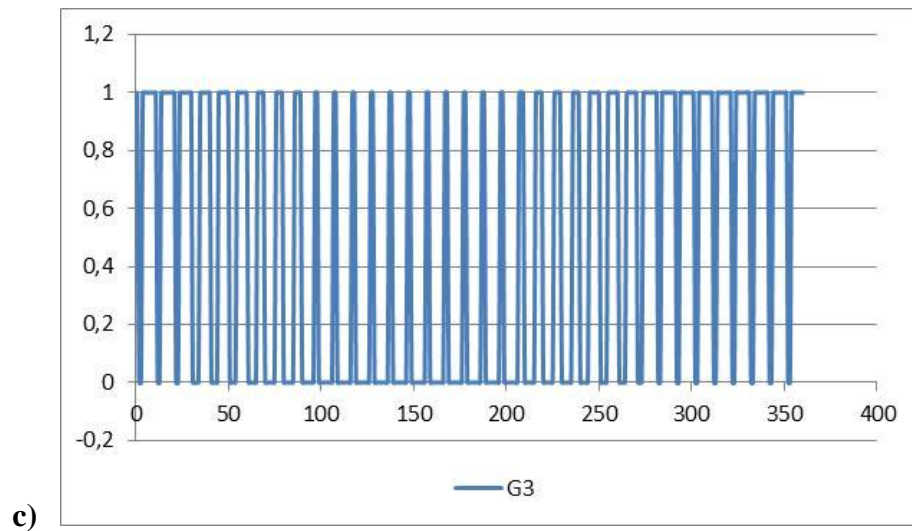
Figura 3-25 Comparación de la señal portadora (triangular) con las moduladoras (senoidales). $mf = 72$ y $ma = 0,625$

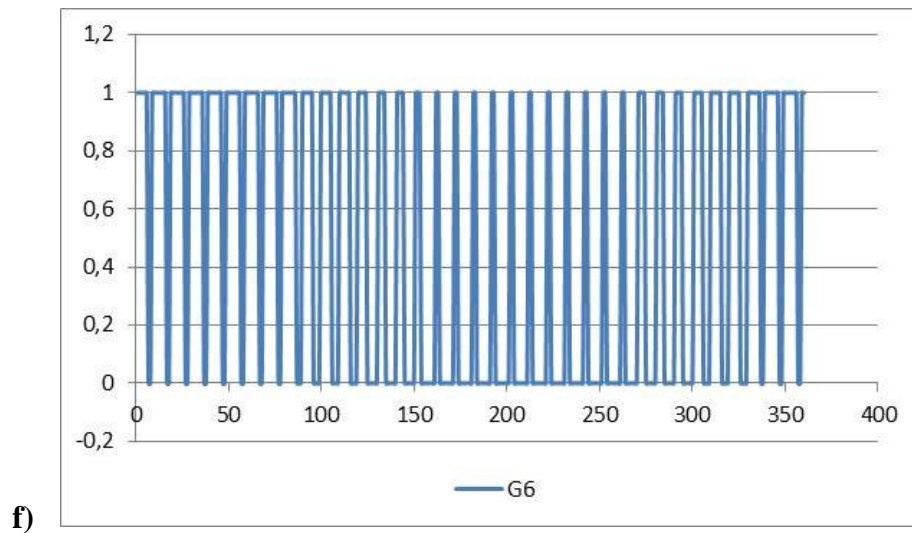
Una vez graficada las señales se hacen las comparaciones matemáticas diciendo:

Si el valor de la onda portadora (triangular) es mayor que el valor de la onda moduladora (senoidal), entonces en ese punto escriba un valor cero “0”, o si el valor de la onda portadora es menor que el valor de la onda moduladora, entonces en ese punto escriba un valor uno “1”. Esta comparación se lo realizará cada grado del periodo de la senoidal, generando una tabla con 360 valores en binario, la cual será la que se ingrese al programa del microcontrolador, y de esta forma se genere la modulación SPWM.

Comparando cada una de las señales senoidales con la señal portadora (onda triangular), generamos las siguientes señales SPWM.



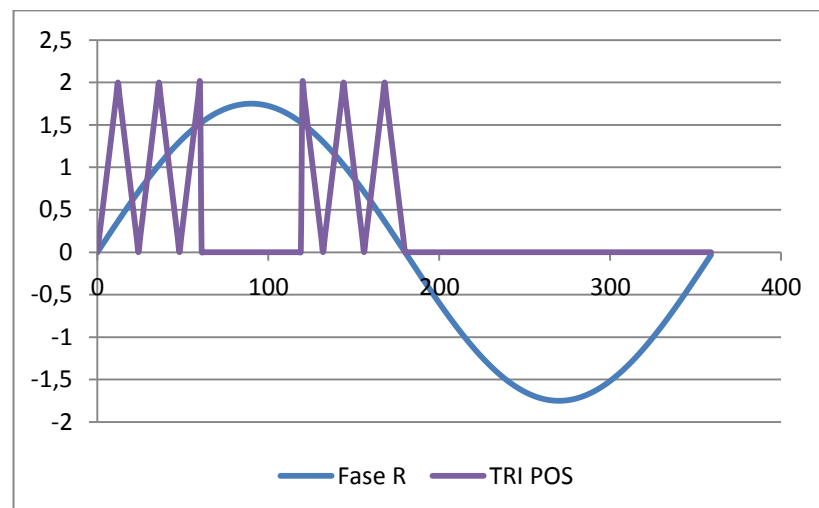




Fuente: Los autores

Figura 3-26 Señal SPWM para el disparo de las compuertas de los dispositivos de potencia: a) G1-R, b) G2-R, c) G3-S, d) G4-S, e) G5-T, f) G6-T

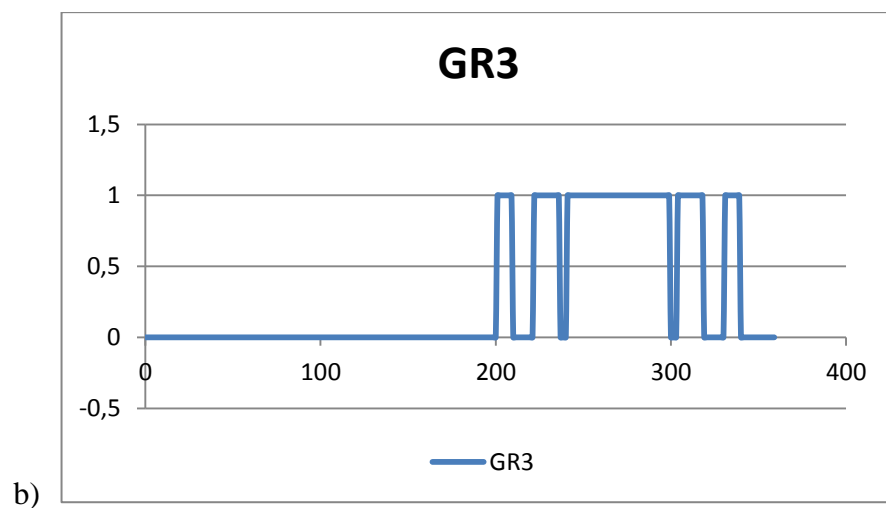
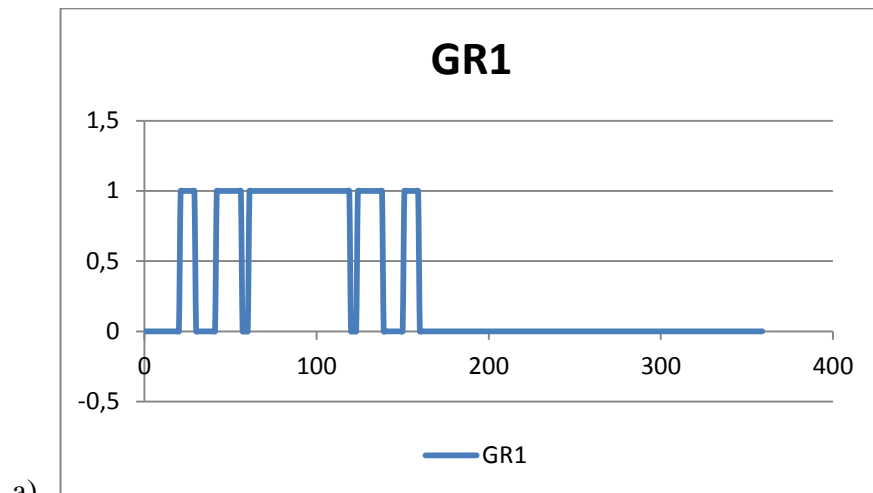
Para la generación de las tablas de modulación MSPWM aplicamos el mismo criterio que lo descrito anteriormente en la generación SPWM, con la condición que la triangular será recortada como se muestra en figura 3-27.

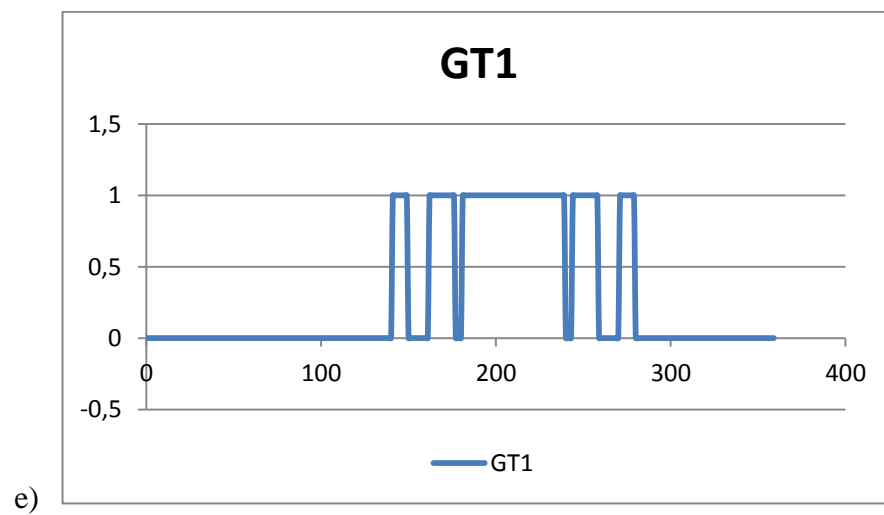
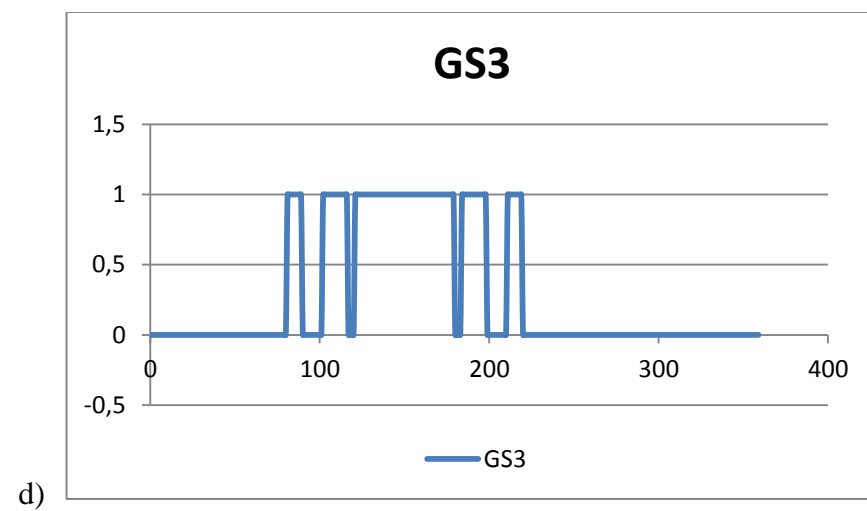
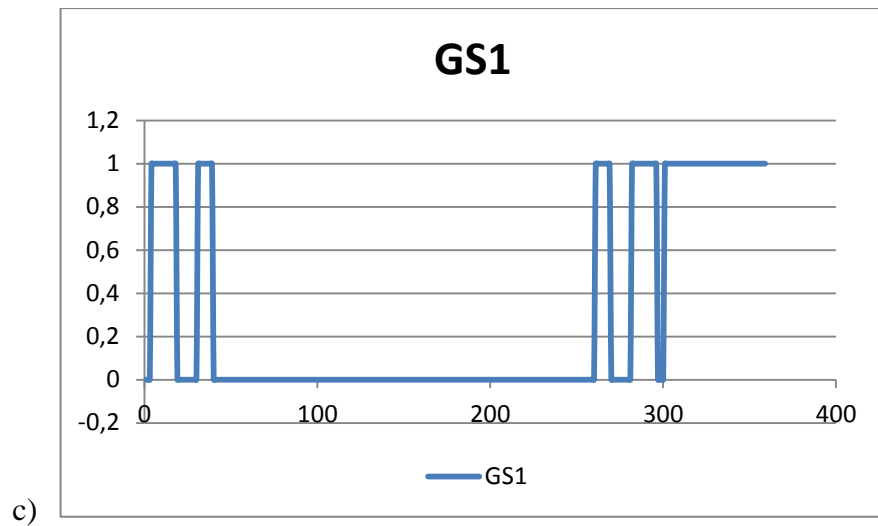


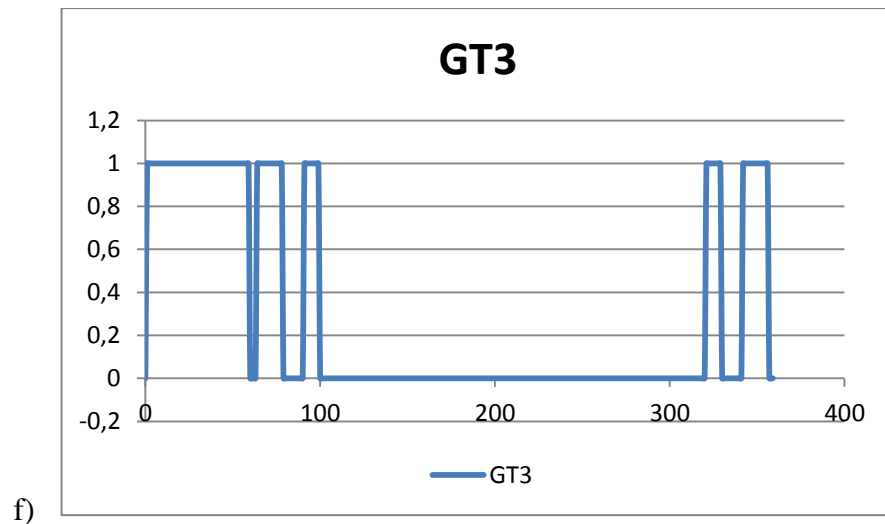
Fuente: Los autores

Figura 3-27 Comparación de MSPWM

Así obtenemos la tabla cada grado en el primer semiciclo. No es necesario comparar toda la onda senoidal porque, al utilizar el inversor de puente completo para cada fase los datos van a ser los mismos en cada semiciclo. Lo único indispensable es copiar los mismos datos para cada disparo teniendo muy en cuenta el desfaseamiento de los mismos. De esta manera obtenemos las señales moduladas desfasadas para cada inversor monofásico de la siguiente forma:

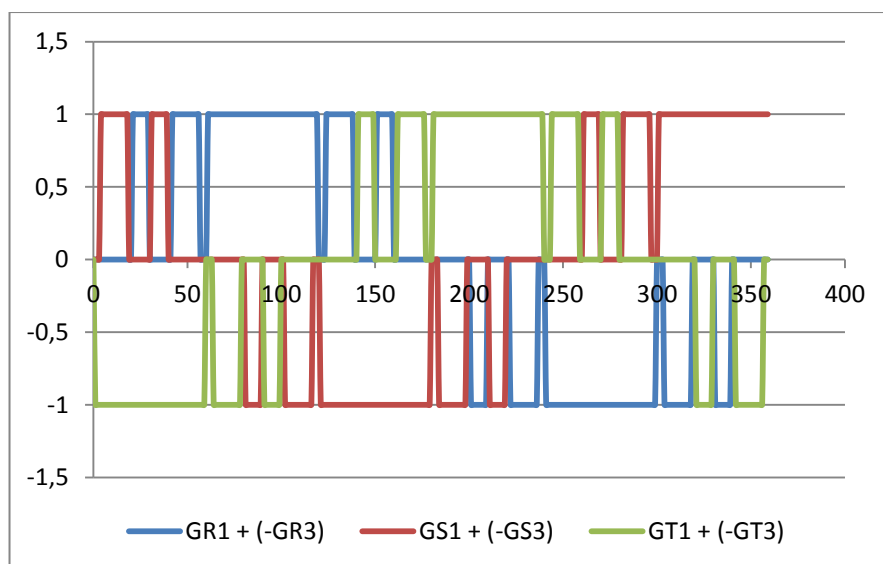






Fuente: Los autores

Figura 3-28 Señales MSPWM. a) semipuente R-a, b) semipuente R-b, c) semipuente S-a, d) semipuente S-b, e) semipuente T-a, f) semipuente T-b



Fuente: Los autores

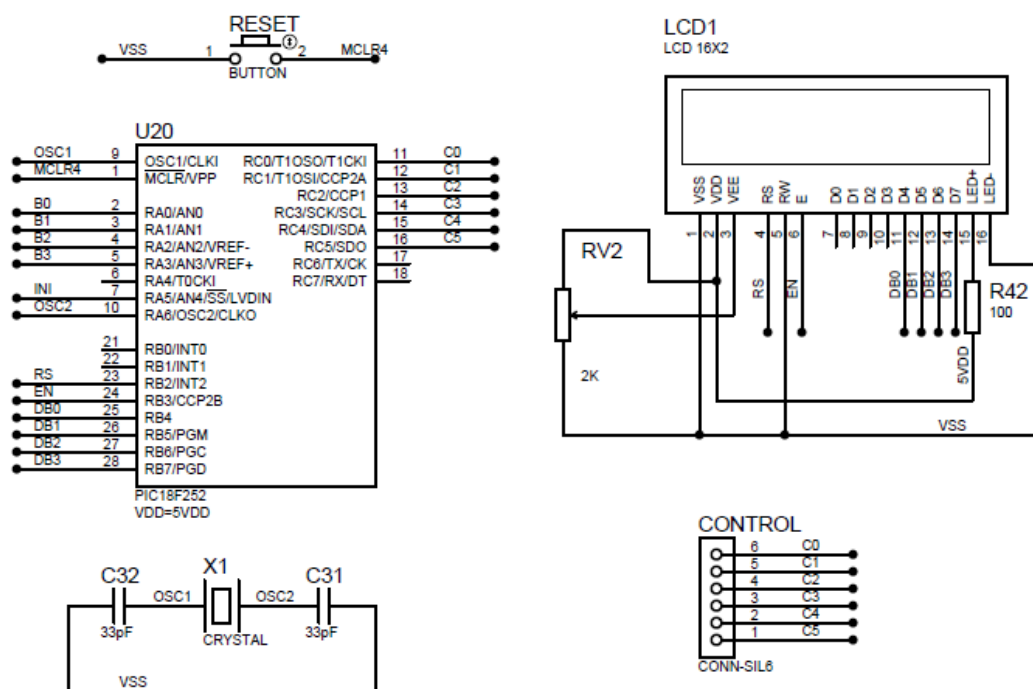
Figura 3-29 Señales MSPWM. Fases R, S y T

Una vez conocida la forma de generar las distintas tablas, generamos varias para distintos anchos de pulsos. Para el caso del SPWM variamos la frecuencia de la triangular y el caso del MSPWM solo ampliamos o reducimos la parte no modulada por la triangular conservando las mismas cantidades de pulsos.

Estas tablas compensarán el voltaje V_{rms} en la salida de los inversores, los cuales sufrirán caídas a medida que aumente la carga, por tal razón se empleará 1 tabla SPWM para aumentar el rendimiento del inversor trifásico cuando se encuentre en

vacío, ya que, gracias a esta modulación conseguimos un mínimo autoconsumo del mismo debido a la carga del filtro, (tabla 0 = SPWM). Por parte de la modulación MSPWM se generarán 6 tablas indistintamente del ángulo central no modulado, es decir; tabla 1 = 60°, tabla 2 = 70°, tabla 3 = 80°,....., tabla 6 = 120°.

Una vez generadas las tablas con los disparos correctos, se emplea el siguiente programa para la generación de los pulsos. Utilizaremos el microcontrolador PIC18F252¹⁰⁷ por los 32KBytes de memoria necesarios por las tablas a programarse.



Fuente: Los autores

Figura 3-30 PIC18F252. Circuito Generador MSPWM; control de disparos, visualizador de estado del inversor y botón Reset

3.1.6.1. Programa del microcontrolador¹⁰⁸ generador MSPWM. PIC18F252

```
'*****Declaración del dispositivo*****
'*****
```

```
Device = 18F252
XTAL 25
```

```
'dispositivo PIC18F252
'velocidad de trabajo 25MHz
```

¹⁰⁷ DATASHEET, PIC18F252, www.datasheetcatalog.org/datasheet2/8/0usg8addedorg54p4k1qdfp457ky.pdf

¹⁰⁸ El programa del microcontrolador ha sido realizado en PROTON + BASIC Compiler IDE versión 1.0.4.6, Copyright 2004 Mecanique UK

```

'*****Declaración del LCD*****
'*****

Declare LCD_DTPIN PORTB.4      'dato de transmisión desde el bit 4 - 7
Declare LCD_ENPIN PORTB.3      'bit de enable del LCD
Declare LCD_RSPIN PORTB.2      'bit de RS
Declare LCD_LINES 2            'líneas del LCD
Declare LCD_INTERFACE 4        'bits de interface de datos
Declare LCD_TYPE = ALPHA       'tipo de LCD alfa numérico

'*****Declaración de la Comunicación serial*****
'*****

Include "modedefs.bas"         'incluye todas las declaraciones de comunicación
                                serial

'*****Declaración de puertos*****
'*****

Symbol CONFIRMA = PORTA.5

'*****Declaración de variables*****
'*****

Dim VP[180] As Byte
Dim VN[180] As Byte
Dim X As Byte
Dim TIME As Byte
Dim VALOR As Byte
Dim AUX As Byte
Dim RX As Byte

'*****Seteo de registros*****
'*****

ALL_DIGITAL = On               'todas las entradas del puerto A son
                                declaradas como digitales
T2CON = %00000000              'registro del timer 2
Symbol TMR2ON = T2CON.2        'registro de on/off del timer 2
Symbol OWERFLOW = PIR1.1       'bandera de desbordamiento del timer 2

'*****Inicialización de variables*****
'*****

TRISB = $00 : TRISC = $00 : TRISA = %011111
CONFIRMA = 0 : AUX = 0 : VALOR = 0 : PORTC = 0 : OWERFLOW = 0
GoSub MSPWM60                  'llama a la subrutina MSPWM60

Cls                             'limpia el LCD
Print At 1,3,"INICIANDO..."  'escribe en el LCD
Print At 2,1,"INVERSOR 3 Fases"
DelayMS 5000
CONFIRMA = 1 : DelayMS 10 : TRISA.5 = 1
Cls : Print At 1,1,"INVERSOR 3 Fases"
Print At 2,6,"ACTIVO"

'*****Programa Principal*****
'*****

GENERAR_MSPWM:

While CONFIRMA = 0              'lazo de verdad

    For X = 0 To 179
        PORTC = VP[X]           'genera grado a grado el valor del
                                MSPWM
        GoSub RETARDO           'llama a la subrutina retardo
    Next X

```

```

For X = 0 To 179
    PORTC = VN[X]                                'genera grado a grado el valor del
                                                MSPWM
    GoSub RETARDO                                'llama a la subrutina retardo
Next X

    GoTo GENERAR_MSPWM                            'salta a generar nuevamente el MSPWM
Wend

    PORTC = 0                                    'encera el puerto C
    GoTo RESETEA                                  'salta a resetea
    GoTo GENERAR_MSPWM

RETARDO:
    VALOR = PORTA                                'lee los valores de entrada del valor MSPWM

    'condición de selección de datos de MSPWM a generarse

    If AUX != VALOR Then

        If VALOR = 0 Then GoSub MSPWM60
        If VALOR = 1 Then GoSub MSPWM70
        If VALOR = 2 Then GoSub MSPWM80
        If VALOR = 3 Then GoSub MSPWM90
        If VALOR = 4 Then GoSub MSPWM100
        If VALOR = 5 Then GoSub MSPWM110
        If VALOR = 6 Then GoSub MSPWM120

        AUX = VALOR

    EndIf

    TMR2 = 16                                    'setea un valor el en registro del timer2
    TMR2ON = 1                                    'enciende el timer2
    While OWERFLOW = 0                            'lazo de espera de desbordamiento del
                                                timer2

        While CONFIRMA = 1
            PORTC = 0
            GoTo RESETEA
        Wend
    Wend

    TMR2ON = 0 : OWERFLOW = 0                    'inicializa las variables

    Return                                        'regresa a donde fue llamado

RESETEA:
    PORTC = 0 : TMR2ON = 0                        'encera las variables
    SerIn CONFIRMA , T9600 , 100 , FALLA , [ RX ] 'recibe datos de errores

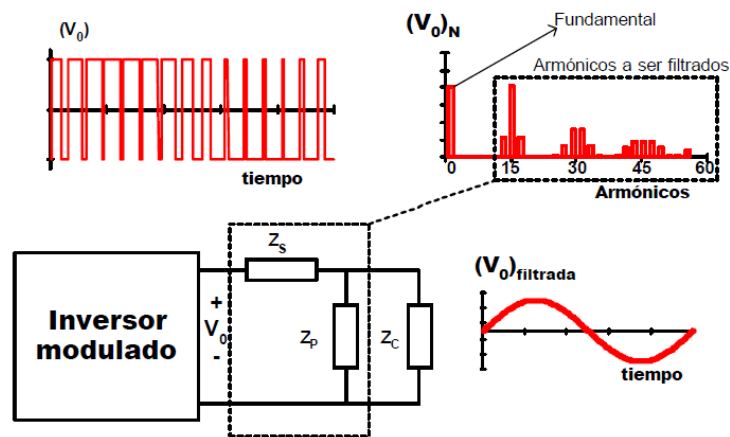
    'condiciones de errores, muestra el tipo de falla en el LCD

    If RX = "A" Then
        Cls
        Print At 2,1," FALLA POR ISC"
    Else
        If RX = "R" Then
            Cls
            Print At 2,1," FALLA POR OLR"
        Else
            If RX = "S" Then
                Cls
                Print At 2,1," FALLA POR OLS"
            Else
                If RX = "T" Then
                    Cls
                    Print At 2,1," FALLA POR OLT"
                Else

```


3.1.7. Filtrado de la Fundamental

Como se ha mencionado anteriormente, para cumplir el objetivo final de obtener una señal senoidal lo más perfecta posible, se hace preciso la inclusión de un filtro, para eliminar las componentes armónicas no deseadas; es decir, se trata de intercalar una impedancia de valor elevado de cara a las frecuencias que deseamos eliminar. En la elección y cálculo del mismo se han de tener en cuenta aspectos como carga a alimentar, frecuencias que se desean eliminar, tipo de control que se realiza del inversor y tamaño del mismo. De todas las posibles configuraciones de filtros, las más habituales para los inversores son las configuraciones en L, cuyo esquema general se muestra en la Figura 3-32; en dicha figura el filtro está compuesto por la impedancias genéricas serie Z_S y paralelo Z_P . La impedancia Z_C representa la carga a la que alimenta el inversor.



Fuente: s/a

Figura 3-32 Esquema general de un inversor con filtro y armónicos a eliminar por el mismo

La forma de calcular el filtro consiste en establecer la atenuación que deseamos obtener para una determinada componente armónica, de la siguiente forma:

$$\frac{V_{SALIDA}}{V_{ENTRADA}} = \frac{Z_P}{Z_P + Z_C} \quad ec \ 3.15$$

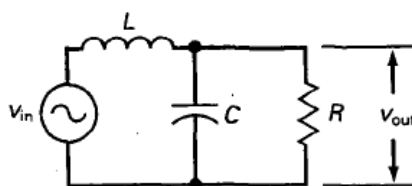
La técnicas de eliminación de armónicas adecuadas solo para voltajes de salida fijos, aumentan el orden de las armónicas y reducen el tamaño de los filtros de salida. Sin embargo, esta ventaja deberá compararse con el aumento en las pérdidas de

conmutación en los dispositivos de potencia y el aumento de hierro (o pérdidas magnéticas) en el transformador, debido a frecuencias mas alta de armónicas.

3.1.7.1. Filtro “LC”

Este filtro es el más sencillo y uno de los más utilizados. Consiste en una inductancia serie y un condensador paralelo. Este filtro tiene el inconveniente de que si se sitúa muy cerca de la fundamental puede llegar a atenuarla, sin embargo; este problema no tiene por qué aparecer en los inversores modulados.

Un filtro LC de segundo orden paso bajo tiene una frecuencia de resonancia y un valor de Q parecido a un circuito resonante paralelo o serie. La figura 3-33 muestra un filtro LC paso bajo. Es de orden 2, ya que contiene dos componentes reactivos, una autoinducción y un condensador. Un filtro LC de segundo orden tiene una frecuencia de resonancia y un valor de Q definido por¹⁰⁹:



Fuente: Malvino, Albert, Principios de Electrónica, 1999

Figura 3-33 Filtro LC de segundo orden

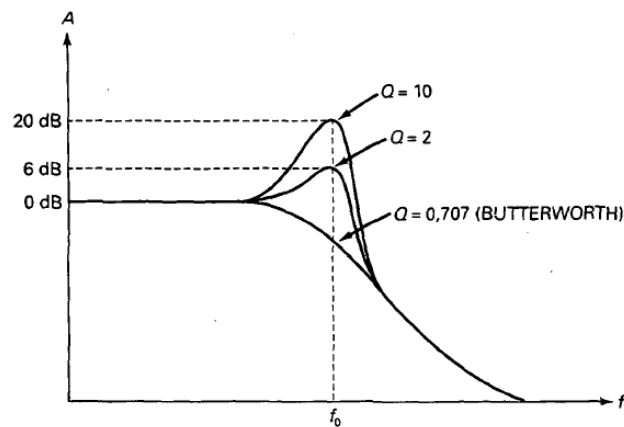
$$f_o = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad \text{ec 3.16}$$

$$Q = \frac{R}{XL} \quad \text{ec 3.17}$$

La Figura 3-34 se muestra el efecto de Q en un filtro de segundo orden. Como se aprecia, un valor Q de 0,707 produce la respuesta de Butterworth o máximamente plana. Si Q es 2, aparece un pico de 6 dB de amplitud, y si Q es 10, su amplitud

¹⁰⁹ MALVINO, Albert, Principios de Electrónica, Sexta Edición, Editorial IMPRESA, Madrid-España, 1999, p. 842.

aumenta hasta los 20 dB. Si Q baja por debajo de la respuesta de Butterworth esto podría atenuar demasiado la fundamental¹¹⁰.



Fuente: Malvino, Albert, Principios de Electrónica, 1999

Figura 3-34 Efecto del valor Q en una respuesta de segundo orden

Para nuestro diseño debemos mantener una respuesta de Q igual a 0,707 partiendo de las ecuaciones 3.16 y 3.17. Asumimos un valor de frecuencia resonante o de corte de 180Hz (frecuencia equivalente del 3er armónico) y una capacitancia de 20uF.

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

$$L = \frac{1}{4\pi^2 f_0^2 C} = \frac{1}{4\pi^2 (180\text{Hz})^2 20\mu\text{F}}$$

$$L = 39 \text{ mH}$$

La ecuación 3.17 depende del valor de la carga R, para mantener un valor de atenuación superior de 0,707 verificamos el valor de R mínimo para este efecto.

$$Q = \frac{R}{XL} = \frac{R}{\omega_0 L}$$

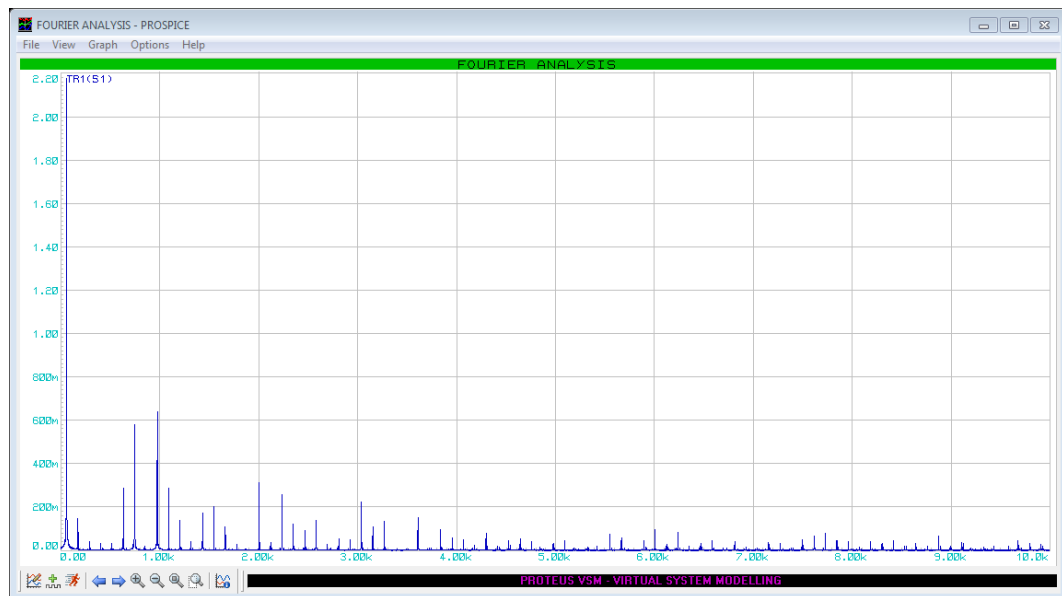
$$R = Q(2\pi f_0 L) = 0,707(2\pi(180\text{Hz})(39\text{mH}))$$

$$R = 31 \Omega$$

Como la carga en el inversor no será netamente resistiva ni mantendrá valores fijos de impedancia, se presentarán valores variantes para Q, lo que se representará en la atenuación en la fundamental, es decir; entre más corriente consume la carga más

¹¹⁰ MALVINO, Albert, Op. Cit., p. 845

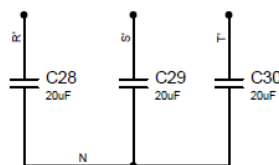
atenuación se tendrá en el voltaje de salida, pero estos serán compensados por el inversor al variar el voltaje de salida mediante el MSPWM, teniendo valores superiores de V_{rms} y por ende una fundamental mayor.



Fuente: Simulación Proteus 7.7 SP2

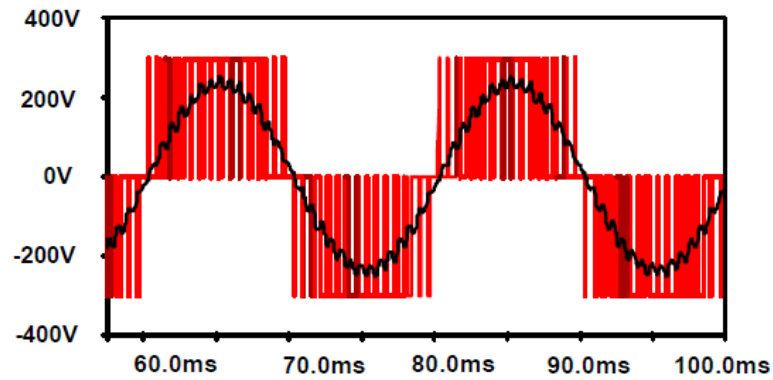
Figura 3-35 Análisis de armónicos simulada para la señal de salida del inversor sin filtrado

Como ya se explico en el tópico 3.1.4.2. con la inclusión del transformador elevador en el inversor se elimina los armónicos de orden tres y sus múltiplos, además el valor de inductancia L calculado para el filtro lo compensa el mismo bobinado del transformador; por lo que no es necesario la inclusión de la inductancia L en el filtro. Siendo así solo se necesitaría la capacitancia en paralelo al secundario del transformador.



Fuente: Los autores

Figura 3-36 Filtro LC pasa bajo. L = inductancia del transformador



Fuente: s/a

Figura 3-37 Muestra de las señales PWM y la fundamental



Fuente: Simulación Proteus 7.7 SP2

Figura 3-38 Análisis de armónicos simulado de la señal de salida del inversor con filtro LC

3.1.8. Protecciones del inversor

Como se mencionó anteriormente el inversor contará con autoprotecciones ante distintas circunstancias erróneas de trabajo como son:

3.1.8.1. Protección contra cortocircuito

Este circuito de protección contará con sensores de corriente en cada fase, por lo que se instalará resistencias de bajo valor ($R = 0,01 \Omega$) en serie con la carga para tomar las medidas de corriente en las mismas, tomando en cuenta las nuevas referencias en el circuito.



Fuente: Los autores

Figura 3-39 Circuito de medición de corriente

El sensor de corriente constará del operacional dual TL082¹¹¹ que trabaja en AC, el cual amplificará la señal de voltaje AC que cae sobre la resistencia, siendo este variable debido a la variación de corriente circundante por ella, asociada a la carga conectada. Luego a esta señal amplificada se le suma un voltaje de 2,5 VDC dado de un divisor de tensión por resistencias, para que éste valor sea su nueva referencia y que la señal pico sensada se encuentre entre los límites de lectura de 0 – 5 Vdc del microcontrolador PIC12F675¹¹². Éste microcontrolador será capaz de vigilar la señal, dando una alerta de cortocircuito cada vez que sea superado cierto valor de lectura seteado por programa.

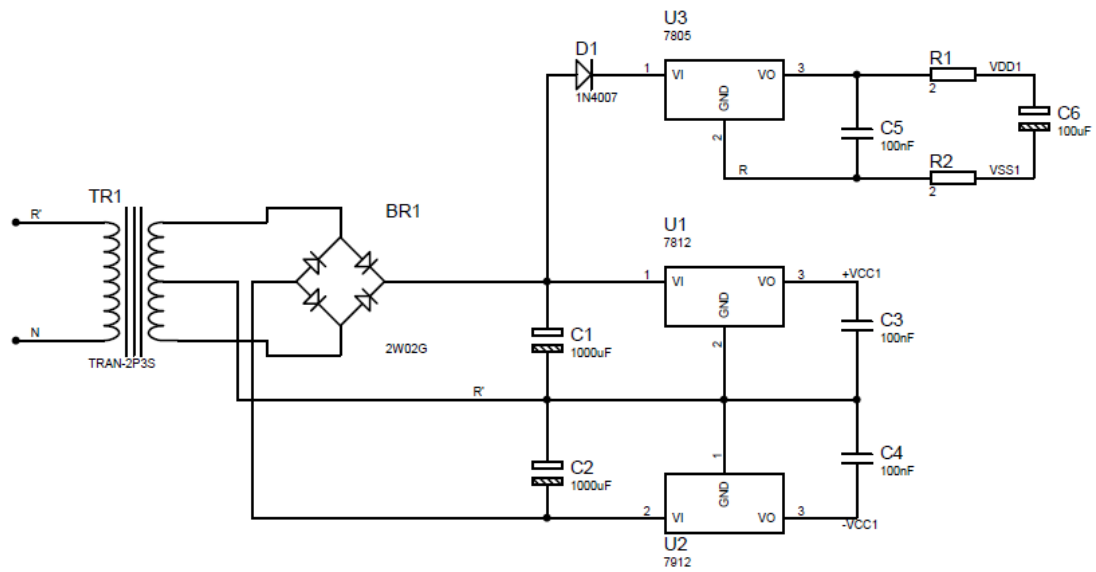
Para evitar caída de voltaje en la lectura de la señal, antes de leer la misma se le coloca un seguidor de tensión con el operacional.

Este circuito deberá constar con fuentes de voltajes +12Vdc y –12Vdc para la polarización del amplificador operacional y +5Vdc para la polarización del microcontrolador. Las fuentes antes mencionadas deberán estar aisladas del circuito de control principal conjuntamente con la señal de alerta de cortocircuito.

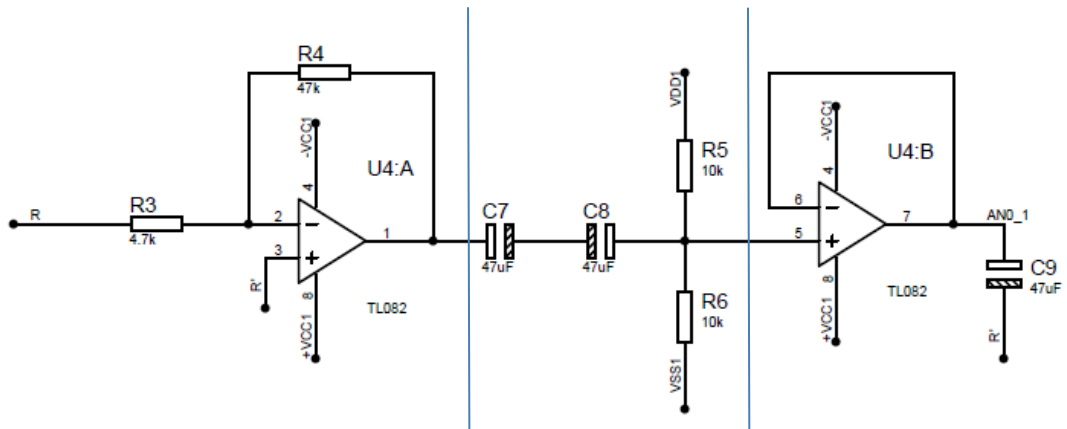
Así queda el diseño del circuito de protección contra cortocircuito dado a continuación:

¹¹¹ DATASHEET, TL082, www.datasheetcatalog.org/datasheet/stmicroelectronics/2300.pdf

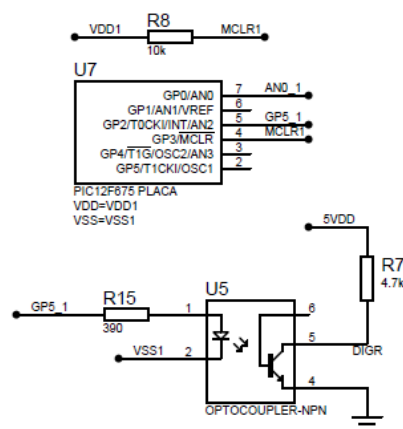
¹¹² MICROCHIP, PIC12F675, ww1.microchip.com/downloads/en/devicedoc/41190c.pdf



a) Fuente de poder aisladas por el transformador +12Vdc, -12Vdc y +5Vdc



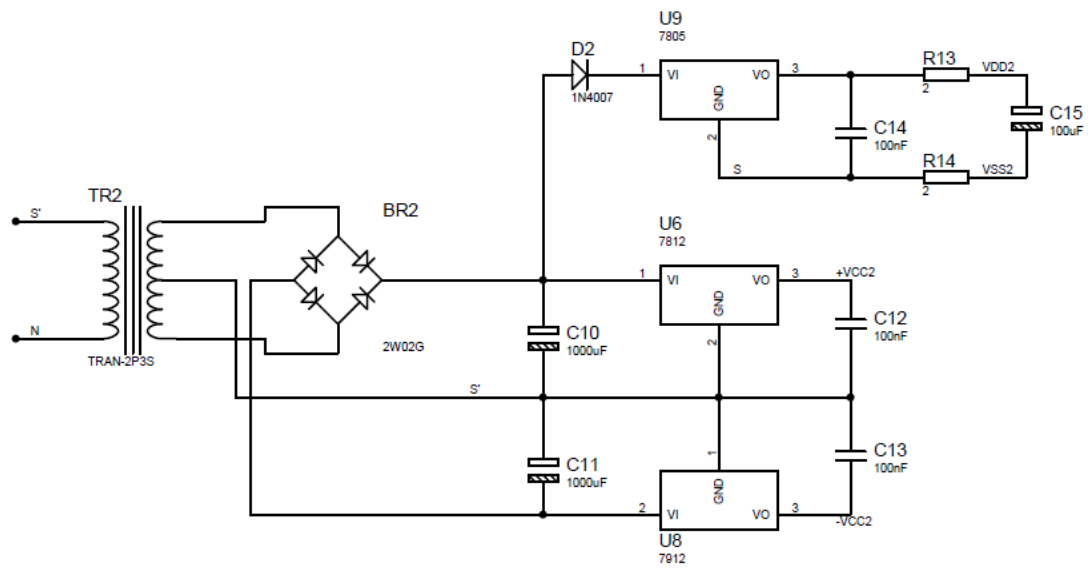
b) Circuito de adaptación de la señal de corriente. Amplificador, sumador y seguidor de tensión.



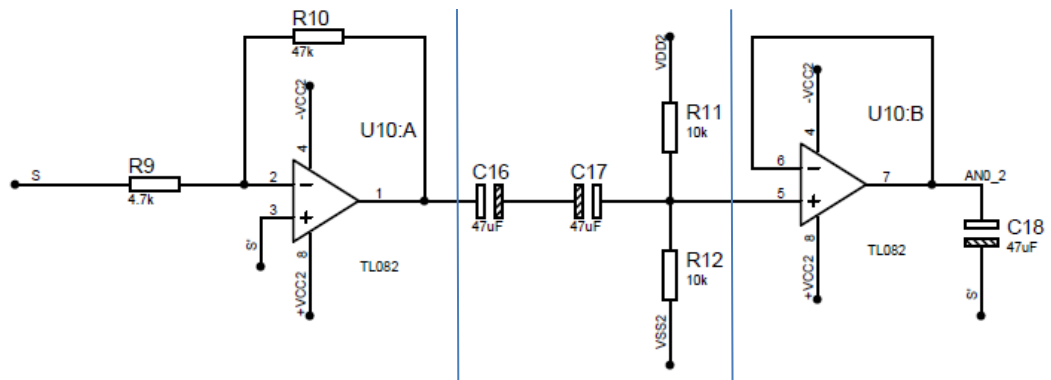
c) Circuito de lectura de la señal y alerta aislado de cortocircuito

Fuente: Los autores

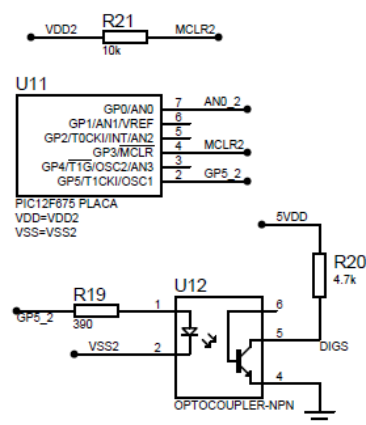
Figura 3-40 Circuito de Protección de Cortocircuitos. Fase R



a) Fuente de poder aisladas por el transformador +12Vdc, -12Vdc y +5Vdc



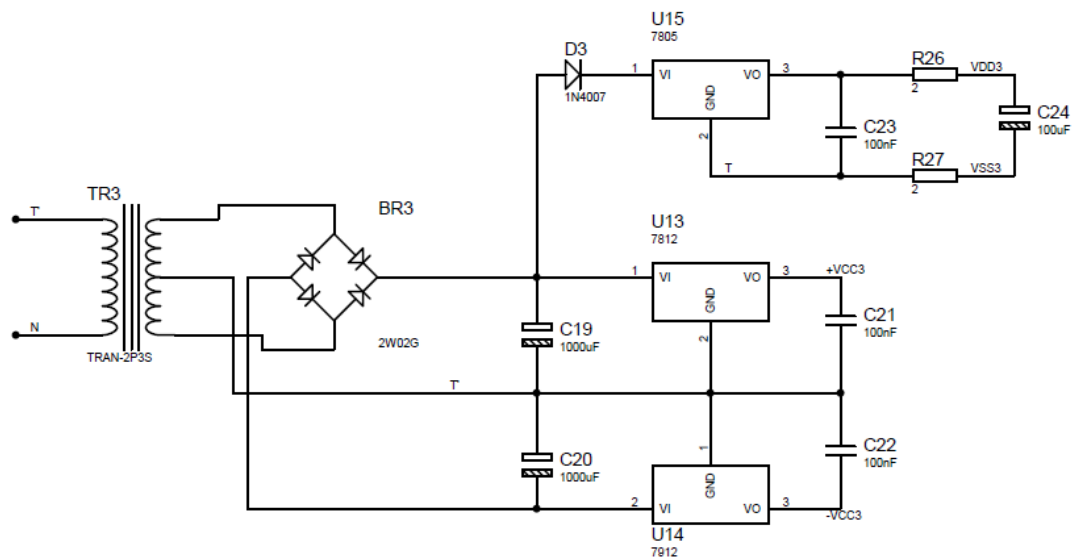
b) Circuito de adaptación de la señal de corriente. Amplificador, sumador y seguidor de tensión.



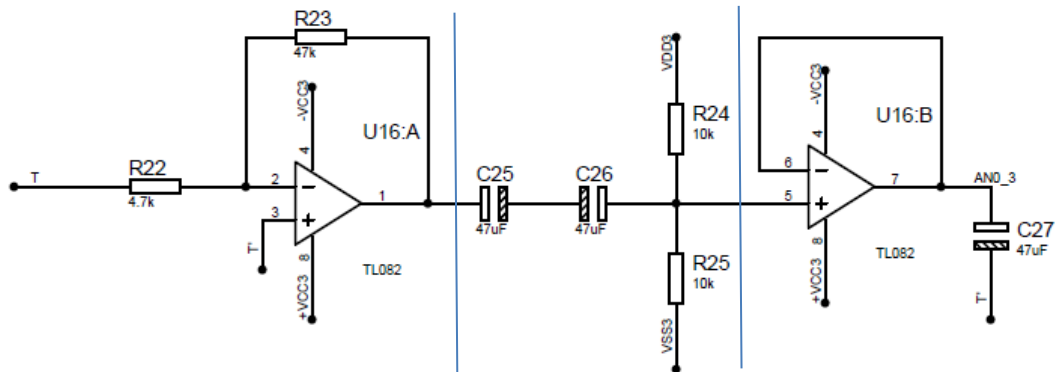
c) Circuito de lectura de la señal y alerta aislado de cortocircuito

Fuente: Los autores

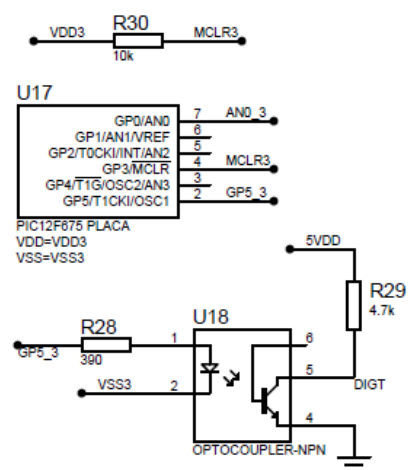
Figura 3-41 Circuito de Protección de Cortocircuitos. Fase S



a) Fuente de poder aisladas por el transformador +12Vdc, -12Vdc y +5Vdc



b) Circuito de adaptación de la señal de corriente. Amplificador, sumador y seguidor de tensión.



c) Circuito de lectura de la señal y alerta aislado de cortocircuito

Fuente: Los autores

Figura 3-42 Circuito de Protección de Cortocircuitos. Fase T

3.1.8.1.1. Programa del microcontrolador¹¹³ contra cortocircuito. PIC12F675

```
*****Declaración del dispositivo*****
*****

Device = 12F675           'dispositivo PIC16F819
XTAL 4                     'velocidad de trabajo 4MHz

***Declaración de la conversión análoga digital***
*****

Declare ADIN_RES 10        'resolución de lectura de 10 bit
Declare ADIN_TAD FRC       'trabajo con oscilador RC interno
Declare ADIN_STIME 50      'tiempo de lectura en 50 us

*****Declaración de puertos*****
*****

Symbol CONFIRMA = GPIO.5   'para R GPIO.2 ==> PARA S y T GPIO.5

*****Declaración de variables*****
*****

Dim VALR As Word
Dim VMAXR As Word
Dim VMINR As Word
Dim VMAX As Word
Dim VMIN As Word
Dim RETARDO As Word

*****Seteo de registros*****
*****

OSCCAL = $FF              'activación de máxima velocidad del oscilador interno
                             de 4MHz a 6MHz
ANSEL = %0001             'selecciona las analógicas 1 o digitales 0
TRISIO = %011011          'entradas (1) y salidas (0)
ADCON0.7 = 1              'establece el resultado análogo

*****Inicialización de variables*****
*****

CALCULA:
    CONFIRMA = 0
    VMAXR = 0 : VMINR = 1023
    VMAX = 850             'Valor pico máximo permisible
    VMIN = 1023 - VMAX     'Valor pico mínimo permisible
    RETARDO = 2

*****Programa Principal*****
*****

INICIO:
    'condiciones de límites máximos

    VALR = ADIn 0          'lee valor análogo

    If VMAXR <= VALR Then
        VMAXR = VALR
        If VMAXR <= VMAX Then
            CONFIRMA = 0
        Else
            DelayMS RETARDO 'retardo por picos instantáneos
                             de corriente
```

¹¹³ El programa del microcontrolador ha sido realizado en PROTON + BASIC Compiler IDE versión 1.0.4.6, Copyright 2004 Mecanique UK

```

        VALR = ADIn 0
        If VMAXR <= VMAX Then
            CONFIRMA = 0
        Else
            CONFIRMA = 1
            DelayMS 500
            GoTo CALCULA
        EndIf
    EndIf
EndIf

'condiciones de límites mínimos

VALR = ADIn 0                                'lee valor análogo
If VMINR >= VALR Then
    VMINR = VALR
    If VMINR >= VMIN Then
        CONFIRMA = 0
    Else
        DelayMS RETARDO                        'retardo por picos instantáneos de
                                                corriente
        VALR = ADIn 0
        If VMINR >= VMIN Then
            CONFIRMA = 0
        Else
            CONFIRMA = 1
            DelayMS 500
            GoTo CALCULA
        EndIf
    EndIf
EndIf

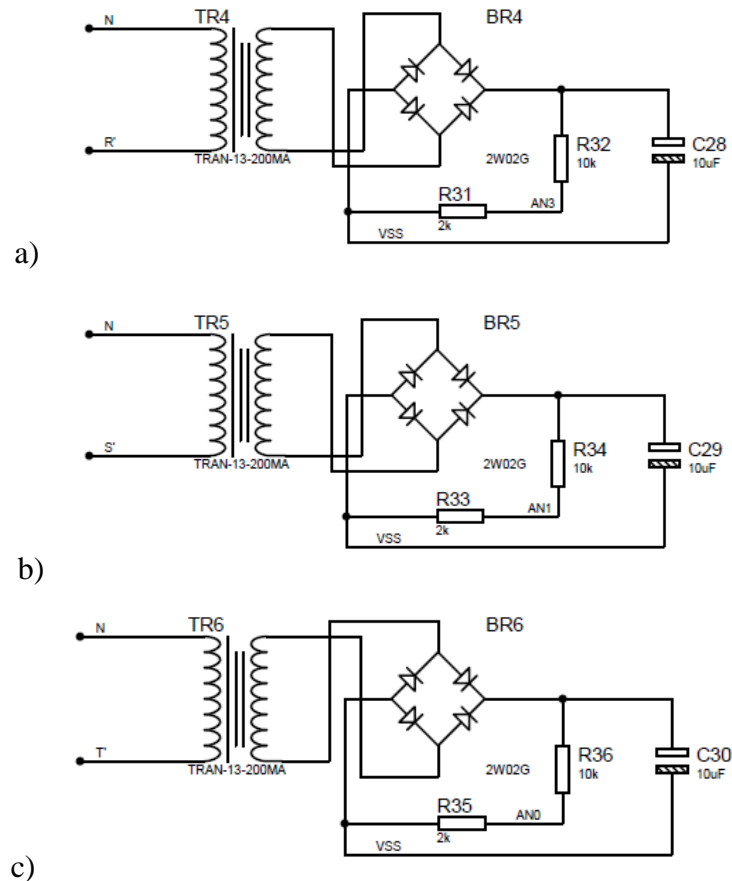
GoTo INICIO                                    'salta a la etiqueta inicio
End

```

3.1.8.2. Protección contra Sobrecarga

Como observamos en la figura 3-39, las nuevas señales de salida serán después de las resistencias de medición de corriente de cortocircuito, por ende es donde se va a conectar la carga, por lo que se debe constatar en estos puntos que los niveles de voltajes estén dentro de los valores normalizados de entre 110 y 127VAC. Cualquier valor fuera de este rango deberá ser corregido por la variación automática de ancho de pulsos MSPWM, si el nivel de tensión baja del mínimo permisible en un tiempo determinado, se considerará un bajo nivel de tensión por lo que se producirá una falla por sobrecarga; o si su valor es cero mientras se están generando las señales moduladas de control MSPWM entonces el error será por falta de fase.

Ésta lectura de voltaje debe estar aislada totalmente de la parte de control principal por lo que se ha optado por el siguiente esquema:



Fuente: Los autores

Figura 3-43 Circuito de adaptación de señal de voltaje de salida. a) Fase R, b) Fase S, c) Fase T

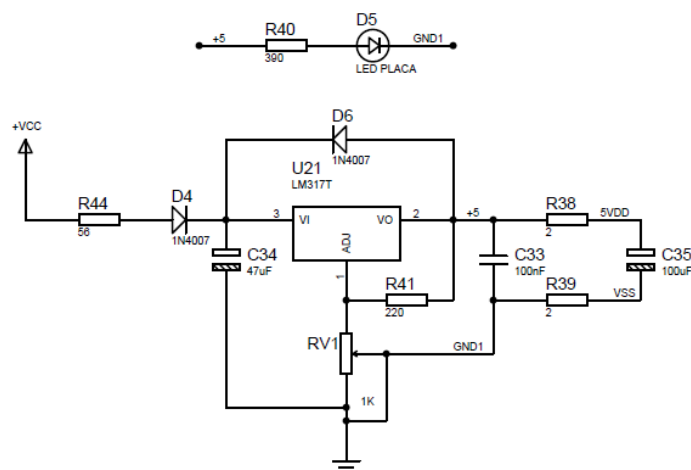
Con el transformador de los circuitos de la figura 3-43 adaptamos la tensión de salida a niveles bajos de trabajos (13Vac), a la vez que aislamos las etapas de potencia, de la de control. Con el divisor de tensión y el capacitor logramos adaptar la lectura a niveles de voltajes DC, para ser sensados por el microcontrolador PIC16F819¹¹⁴ que contiene entradas analógicas y el número de pines necesarios para leer las tres señales provenientes de las etapas de protección de cortocircuito y para establecer la comunicación serial y binaria con el microcontrolador PIC18F252 generador del control MSPWM antes explicado.

El controlador PIC16F819 será el encargado de recibir las señales de protección de cortocircuito y protección de sobrecarga, el mismo procesará la información recibida tomando decisiones adecuadas de acuerdo con el programa cargado, para establecer comunicación con el controlador generador del MSPWM, que según el dato recibido

¹¹⁴ MICROCHIP, PIC16F819, ww1.microchip.com/downloads/en/devicedoc/39598e.pdf

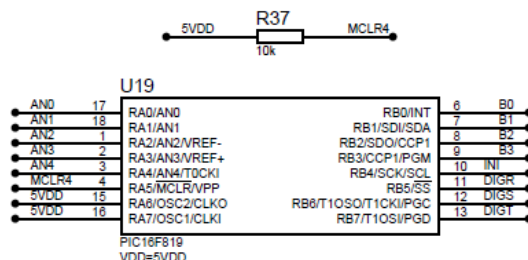
como se muestra en el programa del PIC18F252 descrito en el ítems 3.1.6.1 subirá o bajará el ancho de pulso MSPWM que a su vez se reflejará a la salida del inversor; además presentará los errores por falla visualizándolo en una pantalla LCD y dejando de generar las señales de disparo (figura 3-30).

Con lo anteriormente descrito se presenta los circuitos de control principal de la siguiente forma:



Fuente: Los autores

Figura 3-44 Fuente +5Vdc para el control principal del inversor



Fuente: Los autores

Figura 3-45 PIC16F819. Captación de señales de protección y regulador del voltaje de salida

3.1.8.2.1. Programa del microcontrolador¹¹⁵ contra sobrecarga. PIC16F819

```
*****Declaración del dispositivo*****
*****
```

¹¹⁵ El programa del microcontrolador ha sido realizado en PROTON + BASIC Compiler IDE versión 1.0.4.6, Copyright 2004 Mecanique UK

```

Device = 16F819           'dispositivo PIC16F819
Declare XTAL 8             'velocidad de trabajo 8MHz

'***Declaración de la conversión analógica digital***
'*****

Declare ADIN_RES 10        'resolución de lectura de 10 bit
Declare ADIN_TAD FRC       'trabajo con oscilador RC interno
Declare ADIN_STIME 50      'tiempo de lectura en 50 us

'*****Declaración de puertos*****
'*****

Symbol CONFIRMA = PORTB.4
Symbol IR = PORTB.5
Symbol IS = PORTB.6
Symbol IT = PORTB.7

'*****Declaración de variables*****
'*****

Dim RV As Word             'regulador auxiliar entrada AN2
Dim ZEN As Word            'estabilizador de voltaje entrada AN4
Dim VR As Word             'entrada analoga de voltaje R AN3 S AN1 T
                          AN0
Dim CONTA As Byte
Dim VALOR As Byte         'Valor auxiliar para obtener los 4 primeros
                          bit

'*****Seteo de registros*****
'*****

OSCCON = %01110100        'Selecciona oscilador interno = 8Mhz con
                          frecuencia estable
ADCON1 = %10000000        'Registro de seteo de entradas análogas
TRISA = $FF               'Entradas (1) y salidas (0)
TRISB = %11100000        'Entradas (1) y salidas (0)

'*****Inicialización de variables*****
'*****

PORTB = %0000
CONTA = 0 : CONFIRMA = 0
DelayMS 2000

'*****Programa Principal*****
'*****

INICIO:

    Call CORRIENTE         'Llama a la subrutina Corriente

    'selecciona las lecturas de cada fase

    Inc CONTA              'incrementa conta
    If CONTA > 3 Then CONTA = 0
    If CONTA = 1 Then VR = ADIn 3 'fase R
    If CONTA = 2 Then VR = ADIn 1 'fase S
    If CONTA = 3 Then VR = ADIn 0 'fase T

    RV = ADIn 2            'lee un set point variable
    VALOR = PORTB // 16    'obtengo los 4 primeros bit del
                          puerto B

    'condiciones de incremento o decremento del puerto según el setpoint
    seleccionado

```

```

    If VR < RV Then
        If VALOR <= 5 Then
            If VALOR = 6 Then GoTo INICIO
            PORTB = VALOR + 1
        EndIf
    Else
        RV = RV + 100
        If VR > RV Then
            If VALOR > 0 And VALOR <= 6 Then
                If VALOR = 0 Then GoTo INICIO
                PORTB = VALOR - 1
            EndIf
        EndIf
    EndIf

    GoTo INICIO                                     'salta a la etiqueta Inicio

CORRIENTE:                                         'subrutina de Corriente

    If IR = 1 And IS = 1 And IT = 1 Then          'comprueba las entradas
                                                    digitales de corrientes y
                                                    decide

        CONFIRMA = 0
    Else
        CONFIRMA = 1
        Stop                                       'detiene el microcontrolador
    EndIf

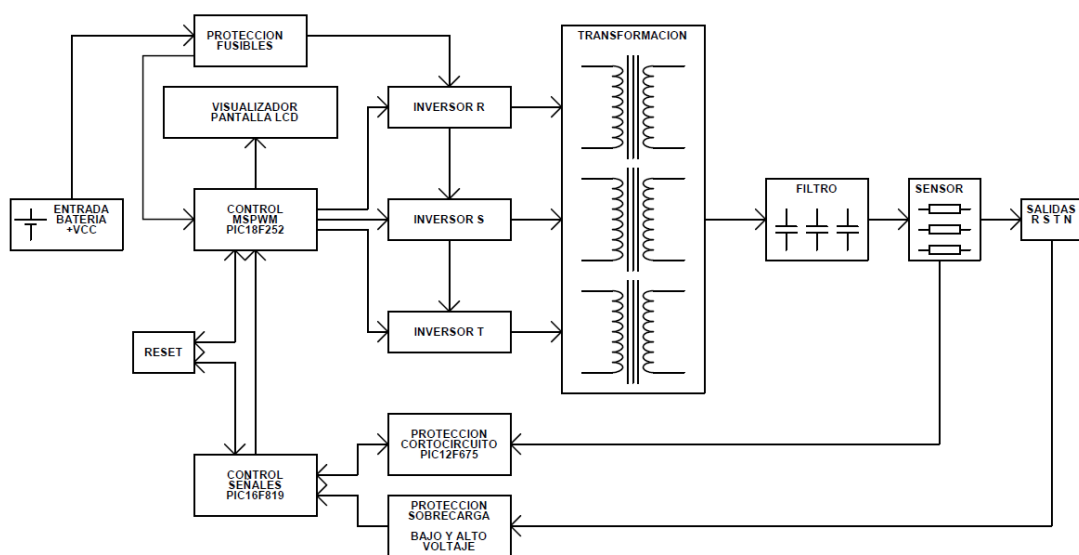
    Return                                         'retorna a donde fue llamado

End

```

3.1.9. Diagrama de bloque del Inversor Trifásico

Bosquejando los distintos circuitos de control, protección y potencia se puede tomar como referencia el siguiente diagrama de bloques, el cual representa el inversor trifásico diseñado:



Fuente: Los autores

Figura 3-46 Diagrama de bloques. Inversor trifásico

3.2. Diseño de un prototipo de Regulador de carga de 5 KW

3.2.1. Funcionamiento

El regulador de carga es el equipo electrónico que permite mantener a la batería dentro de un rango de voltaje óptimo de carga y descarga para evitar que ésta sufra daños irreversibles.

3.2.1.1. Límites de carga

Para evitar descargas profundas en las baterías, el suministro de energía a las cargas se interrumpe cuando el voltaje de la batería cae por debajo de un cierto límite, llamado “voltaje de desconexión de carga”. El suministro no debe reanudarse hasta que la batería alcance otro límite más alto, conocido como “voltaje de reconexión de carga”. Las normas existentes son bastante inconsistentes en lo referente a los valores recomendables de dichos voltajes de umbral. Esto se debe a que el comportamiento eléctrico de la batería depende del diseño particular, del proceso de fabricación y además de la edad de la misma.

La selección del voltaje de desconexión representa un compromiso entre la satisfacción de los usuarios por la disponibilidad de energía, y la protección de las cargas, baterías y otros componentes. La experiencia de campo revela qué criterios sobre protectores conducen a prácticas indeseables, como el puente de los terminales del regulador. Por estas razones, resulta conveniente considerar el uso de indicadores (luces, alarma) que prevenga al usuario sobre el riesgo de desconexión, para que este pueda regular su consumo y evitar la interrupción del suministro eléctrico.

Los voltajes de conexión y reconexión de carga deben adaptarse a cada tipo de batería. No es posible establecer una relación universal entre voltaje y estado de la carga en la batería, porque estos varían dependiendo de las características de la misma. Aunque esta idea de voltajes universales se ha empleado en numerosos programas de electrificación fotovoltaica, su uso no es recomendado. Teniendo en cuenta este factor de incertidumbre, se tienen las siguientes especificaciones para la regulación de carga:

- Protección contra descargas profundas.

- El valor del “voltaje de desconexión de carga”, debe corresponder al valor máximo de la profundidad de descarga definido del %70 (11,4 V para baterías de 12 V).
- El “voltaje de reconexión de carga” será 1,2 V superior al voltaje de “desconexión de carga” es decir 12,6 V para baterías de 12 V.
- Los parámetros de desconexión y reconexión de la carga serán cambiados solo por programa, no manualmente.
- Se incluirá elementos de señalización sobre el nivel de tensión de la batería.
- El “voltaje de carga” (estado de carga bajo) debe ser 12,6V (para sistemas de 12V).
- Los voltajes de desconexión y reconexión de carga tendrán una precisión de $\pm 3\%$.

Es necesario también proteger las baterías contra sobrecargas, por lo que debe limitarse la corriente de carga cuando el voltaje alcanza un cierto límite, llamado “voltaje de fin de carga”. Dicha corriente no debe restablecerse hasta que el voltaje caiga por debajo de otro límite, denominado “voltaje de reposición”.

La selección de los voltajes de fin de carga y reposición representa un compromiso entre asegurar la carga completa de la batería y evitar la corrosión de las rejillas y el excesivo consumo de agua.

El valor del voltaje de fin de carga no es tan sensible al tipo de batería, como el voltaje de desconexión de carga por lo que si no se dispone del ensayo de recarga, pueden seguirse las siguientes recomendaciones generales:

- El “voltaje de fin de carga” máxima permisible para baterías de plomo ácido será de 13,8 V para baterías de 12 V.
- El “voltaje de reposición” será igual al voltaje de reconexión de carga, es decir; 12,6 V para baterías de 12 V.
- El “voltaje de fin de carga” y el “voltaje de reposición” deben tener una precisión del 3%.

Para evitar la descarga de la batería a través del generador fotovoltaico durante la noche, los paneles fotovoltaicos contarán con una protección contra el paso de

corriente inversa (diodos). Esta descarga normalmente no es severa, pero esta protección ayuda a mejorar el comportamiento energético del sistema.

Nota: Los valores determinados anteriormente son para baterías de plomo ácido de 12V nominales; si se utilizan sistemas en serie para aumentar los voltajes de trabajo del sistema fotovoltaico se usan los mismos valores indicados de la siguiente manera: 2X para 24V y 4X para 48V.

3.2.2. Diseño del circuito Regulador de Carga

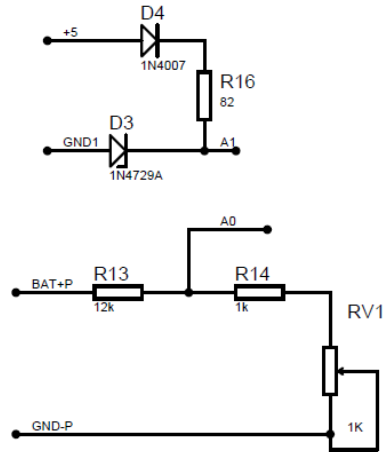
El regulador de carga será controlado mediante el microcontrolador PIC16F870¹¹⁶ que posee entradas de lectura análogas de 10 bits de resolución y 2 puertos digitales de 8 bits que nos permitirá un adecuado control de las variables de entrada y salida. El control se encargará de medir el voltaje de la batería y visualizarlo tanto en displays incorporados en la tarjeta, como en el visualizador general del sistema instalado en la puerta del gabinete, éste voltaje también se representará en tres niveles de estado, indicados por luces piloto en la tarjeta y en la puerta del gabinete, además poseerá el control sobre el inversor mediante un contactor que abrirá cuando el voltaje de la batería llegue al “voltaje de desconexión de carga” y principalmente, cargará la batería cuando ésta lo requiera según sus niveles de voltajes.

La lectura de voltaje de la batería será de forma análoga por el microcontrolador debiendo ser adaptadas a su nivel de trabajo (0 – 5 Vdc), por estar los acumuladores a un nivel superior a éste (48 Vdc), se incluirá un divisor de tensión formado por tres resistencias, dos fijas y una variable para buscar precisión en la lectura, donde se podrá representar un valor acorde con los deseados. Un estabilizador de voltaje nos permite tener un voltaje de referencia fijo ante cualquier variación del voltaje de polarización del microcontrolador.

$$V_{R14} = \frac{R14}{R13 + R14} \times V_{cc} \quad \text{ec 3.18}$$

¹¹⁶ MICROCHIP, PIC16F870, ww1.microchip.com/downloads/en/devicedoc/30569b.pdf

De la ecuación anterior con una $R_{14} = 1\text{k}\Omega$ y $R_{13} = 12\text{k}\Omega$ se logra un voltaje máximo de lectura de $V_{R_{14}} = 4,3\text{ Vdc}$ con un $V_{cc\text{máx}}$ de 56 Vdc , determinando el siguiente circuito.

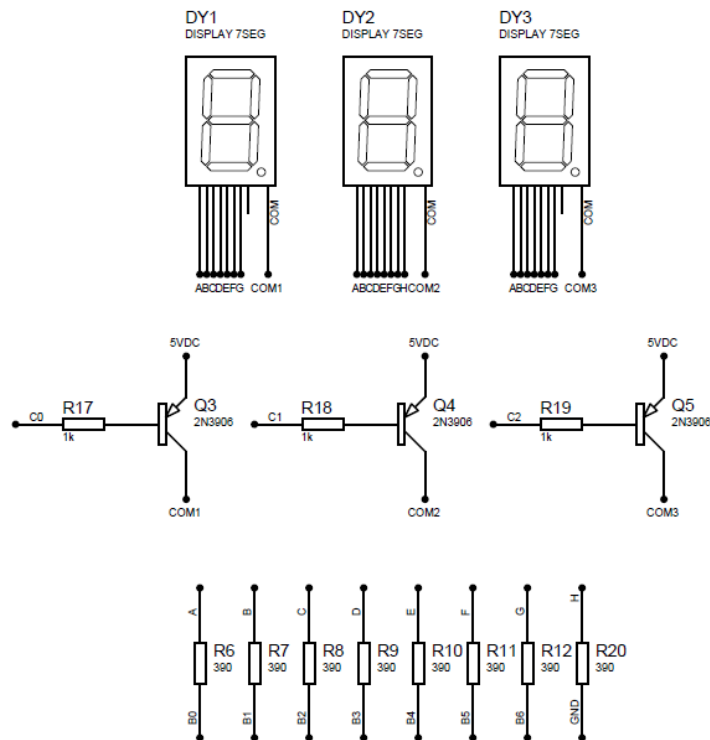


Fuente: Los autores

Figura 3-47 Circuito de adaptación del voltaje de lectura

Con la resistencia variable ganamos estabilizar el voltaje de lectura requerido, llegándolo a subir hasta el límite máximo de trabajo del microcontrolador. El estabilizador de voltaje está constituido por un diodo zener de $3,6\text{ Vdc}$.

El valor leído por el conversor análogo, se lo modificará matemáticamente por programa al valor real de voltaje del banco de baterías, éste valor será visualizado en 3 display de ánodo común distribuidos de la siguiente forma: el primero visualiza la decena, el segundo la unidad y el tercero una décima.

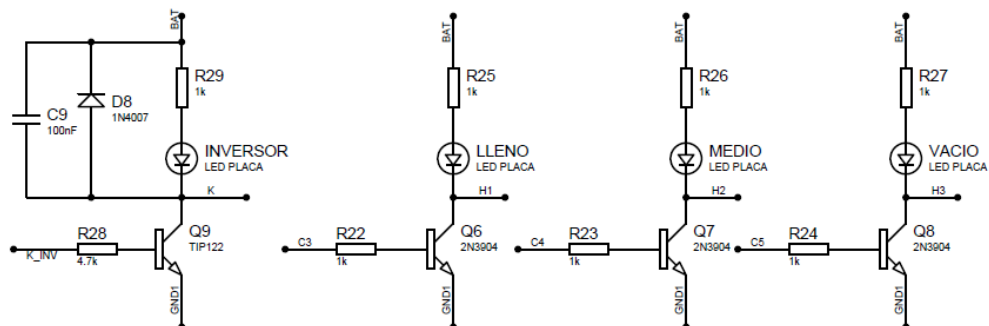


Fuente: Los autores

Figura 3-48 Visualización del voltaje de la batería

Este valor de voltaje se enviará serialmente a la tarjeta de visualización general.

Existen 3 luces indicadoras de nivel de voltaje de la batería de colores roja, amarilla y verde. La luz de color rojo significa que el voltaje de la batería está cercano al “voltaje de desconexión de carga”, el color naranja significa que la batería está en un punto medio, mientras que el color verde indica que la batería se encuentra con su voltaje de máxima carga. Además estas indicaciones tendrán salidas tipo transistor para conexión externas de luces pilotos instaladas en la puerta del gabinete.

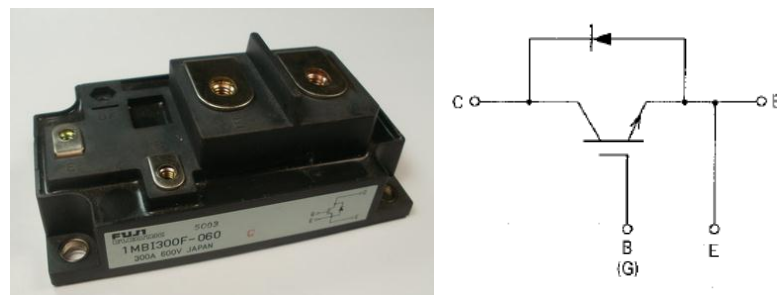


Fuente: Los autores

Figura 3-49 Indicadores de nivel voltaje de la batería

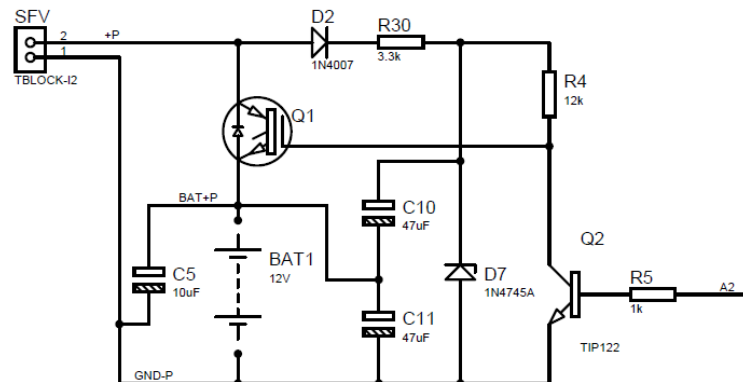
Como el inversor depende del nivel de voltaje que contenga la batería, en la figura 3-49 también se compone de una salida tipo transistor, la que permite el control de desconexión y reconexión del inversor mediante un contactor cuando la batería se encuentre en los rangos de voltaje no permisibles de entrega en energía, éste controla el paso de voltaje al inversor y así, evitar posibles daños a la batería por descarga profunda.

La etapa de potencia para la conmutación de la carga de la batería será realizada por el IGBT 1MBI300F-060 de 300A/600V (figura 3-50), utilizando la misma forma de disparo ya explicada en el literal 3.1.4.



Fuente: Datasheet

Figura 3-50 IGBT 1MBI300F-060 de 300A/600V



Fuente: Los autores

Figura 3-51 Etapa de Potencia on-off

El IGBT debe contar con un disipador de calor por la potencia a disipar, se deberá calcular de acuerdo a las fórmulas descritas en el literal 3.1.4.1.2.1.

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

De la hoja de datos técnicos del Módulo IGBT 1MBI300F-060 (anexo M) obtenemos los parámetros de acuerdo a lo especificado anteriormente.

$$P_{AVE} : 220 \text{ W (Curva } V_{CE} \text{ vs } I_C)$$

$$R_{\theta JC} : 0,116 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

$$R_{\theta CS} : 0,015 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

$$T_J : 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_S : 125 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Temperatura de juntura de trabajo es:

$$T_J = T_{Jm\acute{a}x} \cdot k$$

$$T_J = 150^{\circ}\text{C} \times 0,6$$

$$T_J = 90^{\circ}\text{C}$$

Por tanto nuestra incongnita será $R_{\theta SA}$:

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

Despejando,

$$R_{\theta SA} = \frac{T_J - T_A}{P_{AVE}} - (R_{\theta JC} + R_{\theta CS})$$

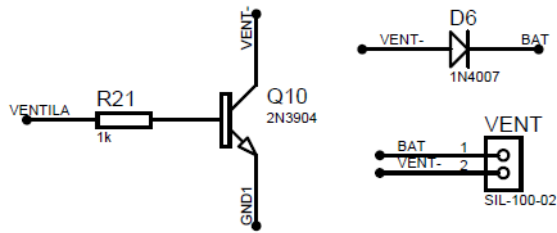
Para calcular el tamaño del disipador asumiremos una temperatura ambiente de 45°C .

$$R_{\theta SA} = \frac{90^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}}{220\text{W}} - \left(0,116 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}} + 0,015 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}\right)$$

$$R_{\theta SA} = 0,073 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}$$

Debemos buscar en catálogos suministrados por fabricantes de disipadores algún disipador que tenga una resistencia térmica con el valor que acabamos de calcular.

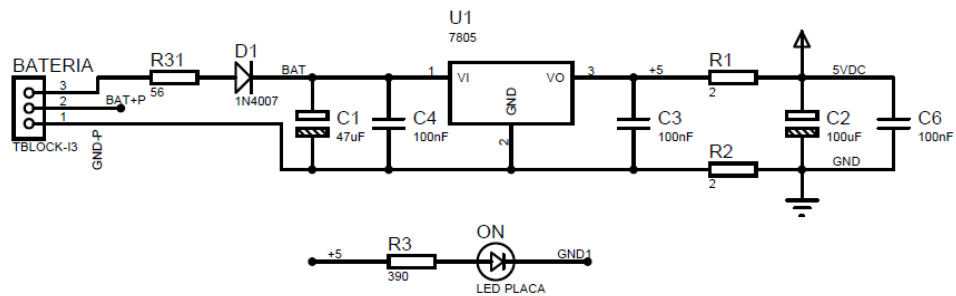
Para una mayor refrigeración se adaptará un ventilador de 48 Vdc comandado por el microcontrolador.



Fuente: Los autores

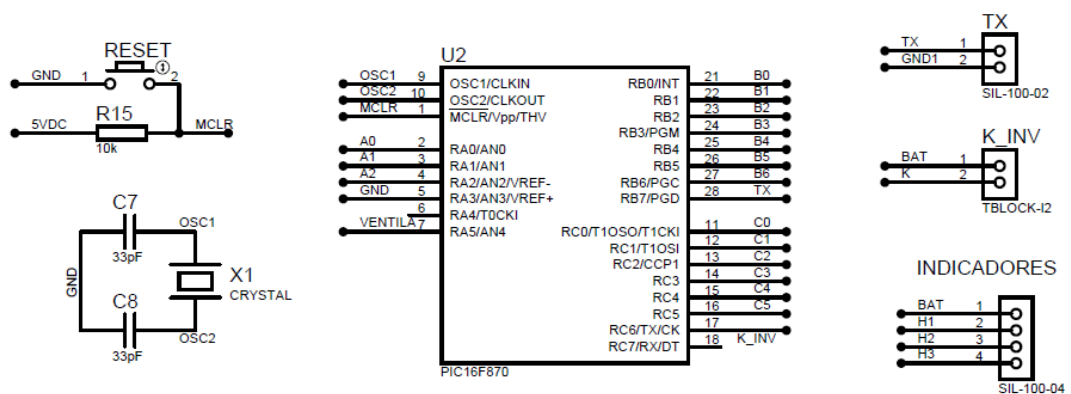
Figura 3-52 Salida de voltaje para la Ventilación

Finalmente el Regulador de carga deberá contar con una fuente de 5Vdc para la polarización del microcontrolador.



Fuente: Los autores

Figura 3-53 Fuente 5Vdc para el control del regulador de carga



Fuente: Los autores

Figura 3-54 Entradas y Salidas del microcontrolador PIC16F870

3.2.2.1. Programa del microcontrolador¹¹⁷ regulador de carga. PIC16F870

```
*****Declaración del dispositivo*****
*****

Device = 16F870           'dispositivo PIC16F870
Declare XTAL 20           'velocidad de trabajo 20MHz

***Declaración de la conversión análoga digital***
*****

Declare ADIN_RES 10       'resolución de lectura de 10 bit
Declare ADIN_TAD FRC      'trabajo con oscilador RC interno
Declare ADIN_STIME 50     'tiempo de lectura en 50 us

*****Declaración de la Comunicación serail*****
*****

Include "modedefs.bas"    'incluye todas las declaraciones de comunicación
                           serial

*****Declaración de puertos*****
*****

Symbol CARGA = PORTA.2
Symbol VENTILADOR = PORTC.0
Symbol K_INVERSOR = PORTC.2
Symbol LLENO = PORTC.3
Symbol MEDIO = PORTC.4
Symbol VACIO = PORTC.5
Symbol DECENA = PORTC.6
Symbol UNIDAD = PORTC.1
Symbol DECIMAL = PORTC.7
Symbol TX = PORTB.7

*****Declaración de variables*****
*****

Dim DECENAS As Byte
Dim CENTENAS As Byte
Dim UNIDADES As Byte
Dim AUX As Word
Dim VALOR As Word
Dim DATO As Word
Dim VALOR_AUX As Word
Dim CONTA As Byte
Dim CUENTA As Byte
Dim VMAX As Byte
Dim VMED As Byte
Dim VMIN As Byte
Dim VAUX As Byte
Dim PROM As Word
Dim Y As Byte
Dim SETPOINT As Bit
Dim FUNCION As Bit
Dim X As Bit
Dim AX As Bit
Dim VOLT As Float
Dim ZEN As Float
Dim NUM[10] As Byte
Dim K As Byte
```

¹¹⁷ El programa del microcontrolador ha sido realizado en PROTON + BASIC Compiler IDE versión 1.0.4.6, Copyright 2004 Mecanique UK

```

'*****Seteo de registros*****
'*****

ADCON1 = %10000100      'registro de declaración analógica o digital
TRISA = %111011        'Entradas (1) y salidas (0)
TRISB = $00            'Entradas (1) y salidas (0)
TRISC = $00            'Entradas (1) y salidas (0)

'****Seteo de registros de interrupción de timer****
'*****

T1CON = %00110001      'timer1 16bits bit 5-4 prescalador X8 a crystal
                        'interno de 8MHz equivale a 4 us por cuenta
PIE1.0 = 1 : INTCON.6 = 1 : INTCON.7 = 1      'registros TMR1IE, PEIE, GIE;
                                                'respectivamente
Symbol TIMER1 = T1CON.0      'on/off timer1
Symbol OVERFLOW = PIR1.0      'registro TMR1IF bandera de
                                'desbordamiento
TMR1H = $3C : TMR1L = $B0      'setea al timer1 para que su cuenta sea de
                                '50.000 para q' el desbordamiento sea de 0.1s
On Interrupt GoTo MEDIR      'Subrutina de interrupción

'*****Inicialización de variables*****
'*****

'variables con seteo de los números 0 - 9 para los display

NUM[0]=%11000000 : NUM[1]=%11110110 : NUM[2]=%10100001 : NUM[3]=%10100100 :
NUM[4]=%10010110
NUM[5]=%0001100 : NUM[6]=%0011000 : NUM[7]=%1100110 : NUM[8]=%10000000 :
NUM[9]=%110000110

Clear OVERFLOW : Clear VENTILADOR : Set DECIMAL : Set UNIDAD : Set DECENA
CONTA = 0 : CARGA = 0 : VALOR = 0 : SETPOINT = 0 : X = 0 : FUNCION = 0 :
K_INVERSOR = 0
CUENTA = 0 : VALOR_AUX = 0 : PROM = 0 : ZEN = 2.932 : AX = 0

'variables de valores de periodos de estados de la batería

VMAX = 138 : VMED = 120 : VMIN = 114 : VAUX = 116

'*****Programa Principal*****
'*****

MOSTRAR:
    'condiciones de seteo de puertos y variables

    If SETPOINT = 1 And X = 1 Then
        Set CARGA : Set VENTILADOR
        If VALOR > VMAX Then
            Clear X : Clear VENTILADOR : Clear SETPOINT : Clear CARGA
        EndIf
    EndIf

    If VALOR >= VMAX And X = 0 Then
        Clear SETPOINT
    Else
        If VALOR <= VMED And X = 0 Then
            Set SETPOINT : Set X
        EndIf
    EndIf

    'condiciones de diagnóstico del nivel de la batería

    If VALOR > VMED Then
        Set LLEN0 : Set MEDIO : Set VACIO
        Set K_INVERSOR : Clear FUNCION
    Else

```

```

If VALOR > VAUX And VALOR <= VMED Then
    Clear LLEN0 : Set MEDIO : Set VACIO
    If VALOR >= VMED And FUNCION = 1 Then
        Set K_INVERSOR : Clear FUNCION
    EndIf
Else
    If VALOR <= VAUX Then
        Clear LLEN0 : Clear MEDIO : Set VACIO
        If VALOR <= VMIN Then
            Clear K_INVERSOR
            Set FUNCION
            Clear LLEN0 : Clear MEDIO : Clear VACIO
        EndIf
    EndIf
EndIf
EndIf

'Condiciones de muestreo del voltaje de la batería

SerOut TX, T9600, [ HEX2 VALOR ]           'envía el valor
                                                serialmente a 9600 baud

'muestra el valor en los display mediante un barrido

CENTENAS = VALOR/100                        'extrae la centena del valor
AUX = VALOR//100                          'quita la centena del valor
DECENAS = AUX/10                          'extrae la decena del aux
UNIDADES = VALOR//10                      'extrae la unidad del valor

PORTB = NUM[UNIDADES]                    'muestra la unidad del valor
Clear DECIMAL : DelayMS 5
Set DECIMAL
PORTB = NUM[DECENAS]                    'muestra la decena del valor
Clear UNIDAD : DelayMS 5
Set UNIDAD
PORTB = NUM[CENTENAS]                    'muestra la centena del valor
Clear DECENA : DelayMS 7
Set DECENA

GoTo MOSTRAR                            'salta a la etiqueta Mostrar

Disable                                  'deshabilita la interrupción
MEDIR:                                     'etiqueta de interrupción
Inc CONTA                                'incrementa la variable conta

If CONTA = 7 Then                        'si la condición es verdadera
                                            significa que transcurrió 0,7 s

    Clear CARGA                            'encera la carga

    For Y = 1 To 16
        AUX = ADIn 1                        'lee la análoga A1
        DATO = ADIn 0                      'lee la análoga A0
        VOLT = DATO * ZEN / AUX              'conversión a lectura real
        DATO = VOLT * 112.33 / 2.98          '2.98 = Voltaje de
                                            lectura; 112.33 = Voltaje
                                            de la batería
        PROM = PROM + DATO                  'suma los datos
    Next Y

    PROM = PROM / 16                        'promedia las lecturas
                                            anteriores
    TMR1H = $3C : TMR1L = $B0              'setea al timer1 para que
                                            su cuenta sea de 50.000
                                            para que el
                                            desbordamiento sea de 0.1s
    CONTA = 0                              'encera la variable

```

```

Inc CUENTA                                'incrementa la variable
                                           cuenta
VALOR_AUX = VALOR_AUX + PROM               'suma los valores
                                           promedios
If CUENTA >= 10 Then                   'si la condición es
                                           verdadera ha transcurrido
                                           aproximadamente 8s

    VALOR = VALOR_AUX / CUENTA              'promedia los valores
                                           obtenidos

    'inicializa las variables
    CUENTA = 0
    VALOR_AUX = 0
    PROM = 0

EndIf
EndIf

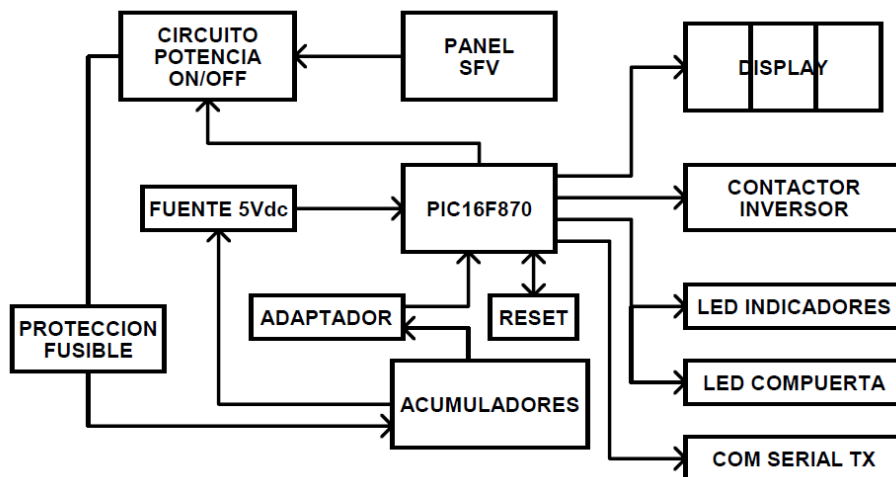
Clear OVERFLOW                          'encera el registro de desbordamiento

Resume
Enable                                'habilita la interrupción

End

```

3.2.3. Diagrama de bloque del regulador de carga



Fuente: Los autores

Figura 3-55 Diagrama de bloque. Regulador de carga

3.3. Diseño de una transferencia automática de energía

3.3.1. Funcionamiento

La transferencia automática es un dispositivo electrónico capaz de sensor dos sistemas de voltajes trifásicos aislados entre sí, dando paso a uno de ellos; trabaja en

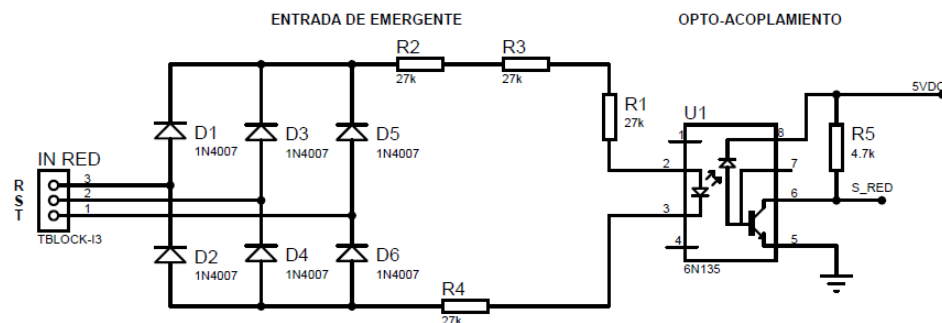
forma de conmutador automático de energía. Éste decide cual sistema de energía conmutar con la carga, siempre y cuando exista una prioridad seleccionada por el usuario; caso contrario la transferencia elegirá cual sistema conmutar a falta de fase de uno de los dos sistemas.

Al sistema 1 lo llamaremos “sistema emergente” que puede ser la red eléctrica suministrada por la empresa distribuidora local o cualquier otro tipo auxiliar de energía (generador eléctrico a diesel o gasolina), mientras que el sistema 2 será el “sistema fotovoltaico” prioritario en nuestro diseño.

La transferencia automática constará de un selector de “prioridad de sistemas”, es decir; se podrá elegir uno de los dos sistemas como principal y el otro emergente, que a falta de una de sus fases o de energía del sistema principal, el emergente entrará en operación. Cuando la energía del sistema principal retorne y se estabilice, la transferencia realizará el cambio de sistema, al principal.

3.3.2. Diseño a utilizarse

Se empleará para detectar la presencia de voltajes trifásicos o falta de fase en uno de los sistemas, dos rectificadores trifásicos aislados mediante optocolpación (6N135¹¹⁸), los que van a ser sensados por el microcontrolador PIC16F628A¹¹⁹, del cual utilizamos 2 de sus periféricos como son el timer1 (registro de 16bits) y el timer2 (registro de 8bits) que sensorarán los cambios de estado del sistema fotovoltaico y emergente respectivamente.

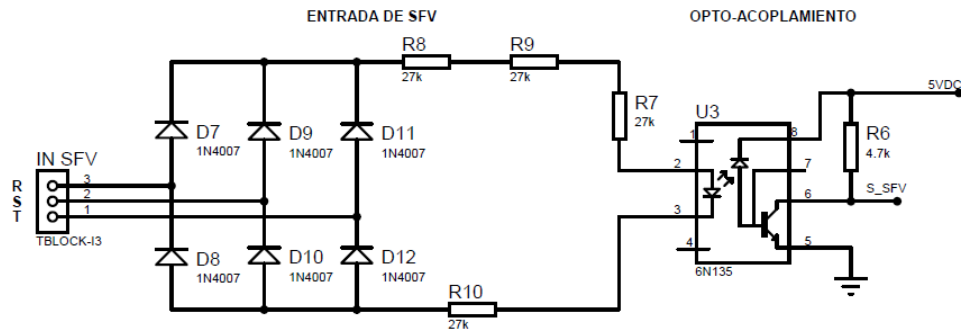


Fuente: Los autores

Figura 3-56 Sensor falta de fase “sistema emergente”

¹¹⁸ DATASHEET, 6N135, www.datasheetcatalog.org/datasheet/QT/HC138.pdf

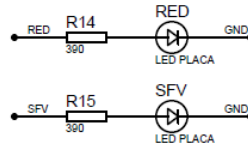
¹¹⁹ MICROCHIP, PIC16F628A, ww1.microchip.com/downloads/en/devicedoc/40044f.pdf



Fuente: Los autores

Figura 3-57 Sensor falta de fase “sistema fotovoltaico”

Existirán dos luces indicadoras en la tarjeta que indicarán que existen voltajes en cada sistema.



Fuente: Los autores

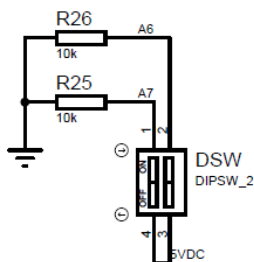
Figura 3-58 Indicadores de presencia de sistemas

El sistema de prioridad será escogido por un dip-switch localizado en la tarjeta de la transferencia automática obedeciendo al programa cargado en el microcontrolador la siguiente tabla.

Sistema Prioridad	Bit 1	Bit 2
SFV	0	0
no operation	0	1
no operation	1	0
Emergente	1	1

Fuente: Los autores

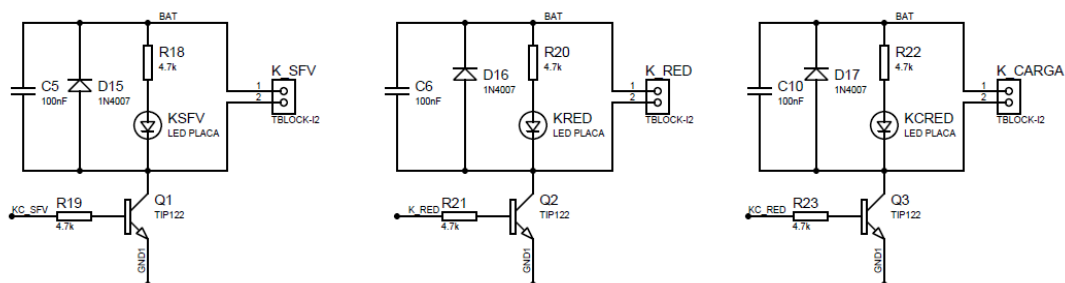
Tabla 3-1 Configuración lógica de prioridad de sistemas



Fuente: Los autores

Figura 3-59 Selección de prioridad de sistemas

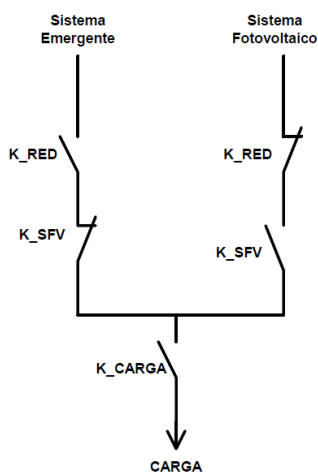
La transferencia gobernará salidas tipo transistor (TIP122¹²⁰ 5A/100Vdc), los mismos que a su vez comandarán las bobinas de los contactores de potencia.



Fuente: Los autores

Figura 3-60 Salida de control. SFV, Sistema Emergente y Carga respectivamente

Los contactos de los contactores deberán estar conectados de acuerdo al siguiente diagrama unifilar:



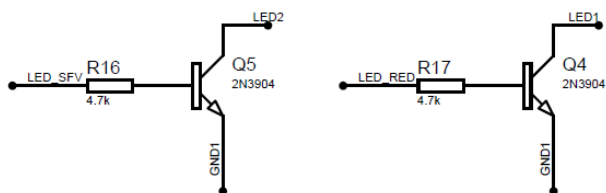
Fuente: Los autores

Figura 3-61 Diagrama unifilar de los contactos de la transferencia automática

¹²⁰ DATASHEET, TIP122, www.datasheetcatalog.org/datasheet/QT/HC138.pdf

K_RED: contactor del Sistema emergente
K_SFV: contactor del Sistema fotovoltaico
K_CARGA: contactor de carga

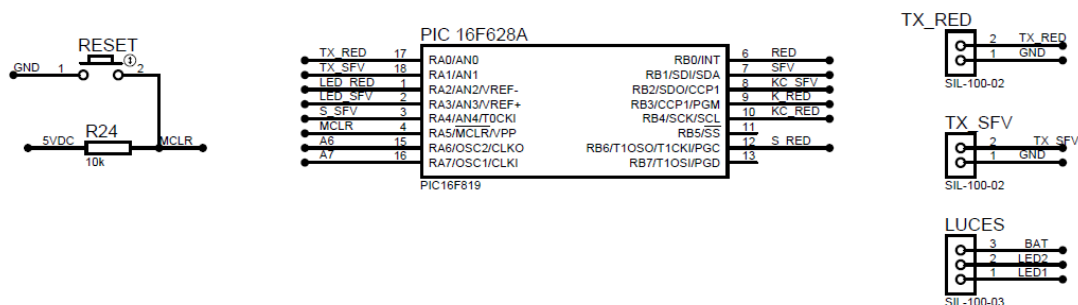
La transferencia también contará con salidas para luces indicadoras instaladas en la puerta del gabinete, que representarán, cuál de los dos sistemas está conmutado en ese momento por la transferencia.



Fuente: Los autores

Figura 3-62 Indicadores de trabajo del sistema operativo

Como se mencionó anteriormente el control de la transferencia automática se lo hará mediante el PIC16F628A de acuerdo con las entradas y salidas vistas en la figura 3-63.



Fuente: Los autores

Figura 3-63 PIC16F628A. Entradas y salidas de control

3.3.2.1. Programa del microcontrolador¹²¹ de la transferencia. PIC16F628A

```
*****Declaración del dispositivo*****
*****
```

```
Device 16F628A      'dispositivo PIC16F628A
XTAL 4              'velocidad de trabajo 4MHz
```

¹²¹ El programa del microcontrolador ha sido realizado en PROTON + BASIC Compiler IDE versión 1.0.4.6, Copyright 2004 Mecanique UK


```

'*****Declaración de puertos*****
'*****

Symbol TX_RED = PORTA.0
Symbol TX_SFV = PORTA.1
Symbol LUZ_RED = PORTA.2
Symbol LUZ_SFV = PORTA.3
Symbol DSW_0 = PORTA.6
Symbol DSW_1 = PORTA.7
Symbol RED = PORTB.0
Symbol SFV = PORTB.1
Symbol K_SFV = PORTB.2
Symbol K_CARGA = PORTB.4
Symbol K_RED = PORTB.3
Symbol S_RED = PORTB.6
Symbol S_SFV = PORTA.4

'*****Declaración de variables*****
'*****

Dim AUX[2] As Byte
Dim ESP As Word
Dim RETARDO As Word
Dim ESP_SFV As Word
Dim X[3] As Byte
Dim CONTA As Word
Dim SP[2] As Byte

'*****Seteo de registros*****
'*****

ALL_DIGITAL On 'Todo puerto A es declarado como digital
TRISA = %11110000 'Entradas (1) y salidas (0)
TRISB = %11110000 'Entradas (1) y salidas (0)

'****Seteo de registros de interrupción de timer***
'*****

OPTION_REG = %00101000 'Registro de interrupción generales
T1CON = %00000111 'Registro Timer1
T2CON = %01111011 'Registro Timer2
Symbol TMR2ON = T2CON.2 'Registro on/off del Timer 2
Symbol OVERFLOW = PIR1.1 'Registro de desbordamiento
PIE1.1 = 1 : INTCON.7 = 1 : INTCON.6 = 1 'Registros TMR2IE = 1, GIE = 1,
PEIE = 1; respectivamente
On Interrupt GoTo TIME 'Etiqueta de interrupción

'*****Inicialización de variables*****
'*****

PORTB = $00 : TMR1L = 0 : TMR0 = 0 : X[0] = 0 : X[1] = 0 : X[2] = 0
Clear OVERFLOW : TMR2 = 0 : SP[0] = 0 : SP[1] = 0 : RETARDO = 500
ESP = 4000 : ESP_SFV = 10000

'*****Programa Principal*****
'*****

PROGRAMA:
    If K_CARGA = 1 Then DelayMS 300 'espera un retardo de 300ms si
    la condición es verdadera

    Call VERIFICAR 'llama a la subrutina Verificar

    'condiciones de diagnóstico de transferencia de sistemas

    If DSW_0 = 0 And DSW_1 = 0 Then 'Prioridad SFV dipswitch 00

```

```

If SFV = 1 And X[0] = 0 Then

    Call VERIFICAR
    If RED = 0 Then
        Clear K_RED : Clear K_CARGA
        Clear TX_RED : Clear LUZ_RED
    EndIf

    If TMR2ON = 0 Then
        Clear K_RED : Clear K_CARGA
        Clear TX_RED : Clear LUZ_RED : DelayMS ESP
        Set K_SFV : DelayMS ESP
        Set K_CARGA : Set LUZ_SFV : Set TX_SFV
        Clear TX_RED : Clear LUZ_RED
        X[0] = 1 : X[1] = 0 : X[2] = 0
        DelayMS RETARDO
    EndIf

Else

    If SFV = 0 And RED = 1 And X[1] = 0 Then

        Clear K_SFV : Clear K_CARGA
        Clear TX_SFV : Clear LUZ_SFV : DelayMS ESP
        Set K_RED : DelayMS ESP
        Set K_CARGA : Set LUZ_RED : Set TX_RED
        X[0] = 0 : X[1] = 1 : X[2] = 0
        DelayMS RETARDO

    Else

        If RED = 0 And SFV = 0 And X[2] = 0 Then
            Clear K_SFV : Clear K_RED : Clear K_CARGA
            Clear TX_SFV : Clear LUZ_SFV
            Clear TX_RED : Clear LUZ_RED
            X[0] = 0 : X[1] = 0 : X[2] = 1
            DelayMS RETARDO
        EndIf

    EndIf

EndIf

Else

    If DSW_0 = 1 And DSW_1 = 1 Then      'Prioridad RED dipswitch 11'

        If RED = 1 And X[0] = 0 Then
            Call VERIFICAR
            If SFV = 0 Then
                Clear K_SFV : Clear K_CARGA
                Clear TX_SFV : Clear LUZ_SFV
            EndIf

            If TMR2ON = 0 Then
                Clear K_SFV : Clear K_CARGA
                Clear TX_SFV : Clear LUZ_SFV : DelayMS ESP
                Set K_RED : DelayMS ESP
                Set K_CARGA : Set LUZ_RED : Set TX_RED
                X[0] = 1 : X[1] = 0 : X[2] = 0
                DelayMS RETARDO
            EndIf

        Else

            If RED = 0 And SFV = 1 And X[1] = 0 Then

                Clear K_RED : Clear K_CARGA

```

```

    Clear TX_RED : Clear LUZ_RED : DelayMS ESP
    Set K_SFV : DelayMS ESP_SFV
    Set K_CARGA : Set LUZ_SFV : Set TX_SFV
    Clear TX_RED : Clear LUZ_RED
    X[0] = 0 : X[1] = 1 : X[2] = 0
    DelayMS RETARDO

Else

    If RED = 0 And SFV = 0 And X[2] = 0 Then
        Clear K_SFV : Clear K_RED : Clear K_CARGA
        Clear TX_SFV : Clear LUZ_SFV
        Clear TX_RED : Clear LUZ_RED
        X[0] = 0 : X[1] = 0 : X[2] = 1
        DelayMS RETARDO
    EndIf

EndIf

EndIf

Else

    If DSW_0 = 0 And DSW_1 = 1 Then          'No trabaja 01

        Clear K_SFV : Clear K_RED : Clear K_CARGA
        Clear TX_SFV : Clear LUZ_SFV
        Clear TX_RED : Clear LUZ_RED
        X[0] = 0 : X[1] = 0 : X[2] = 0
        DelayMS RETARDO

    Else

        If DSW_0 = 1 And DSW_1 = 0 Then      'No trabaja 10
            Clear K_SFV : Clear K_RED : Clear K_CARGA
            Clear TX_SFV : Clear LUZ_SFV
            Clear TX_RED : Clear LUZ_RED
            X[0] = 0 : X[1] = 0 : X[2] = 0
            DelayMS RETARDO
        EndIf

    EndIf

EndIf

EndIf

GoTo PROGRAMA

VERIFICAR:

    'carga lecturas de los registros y espera 20ms
    AUX[0] = TMR0 : AUX[1] = TMR1L : DelayMS 20

    'comprueba si hubo cambio o no de las lecturas anteriores

    If AUX[0] = TMR0 And S_SFV = 0 Then
        DelayMS 20
        If AUX[0] = TMR0 Then Set SFV
        If SP[0] = 1 Then TMR2ON = 1          'si la condición es correcta
                                                enciende el timer2

        SP[0] = 0

    Else                                       'condición de falsedad

        Clear SFV

```

```

    If DSW_0 = 0 And DSW_1 = 0 Then
        SP[0] = 1 : TMR2ON = 0 : TMR2 = 0 : CONTA = 0
    EndIf

EndIf

If AUX[1] = TMR1L And S_RED = 0 Then

    DelayMS 20
    If AUX[1] = TMR1L Then Set RED
    If SP[1] = 1 Then TMR2ON = 1
    SP[1] = 0

Else

    Clear RED
    If DSW_0 = 1 And DSW_1 = 1 Then
        SP[1] = 1 : TMR2ON = 0 : TMR2 = 0 : CONTA = 0
    EndIf

EndIf

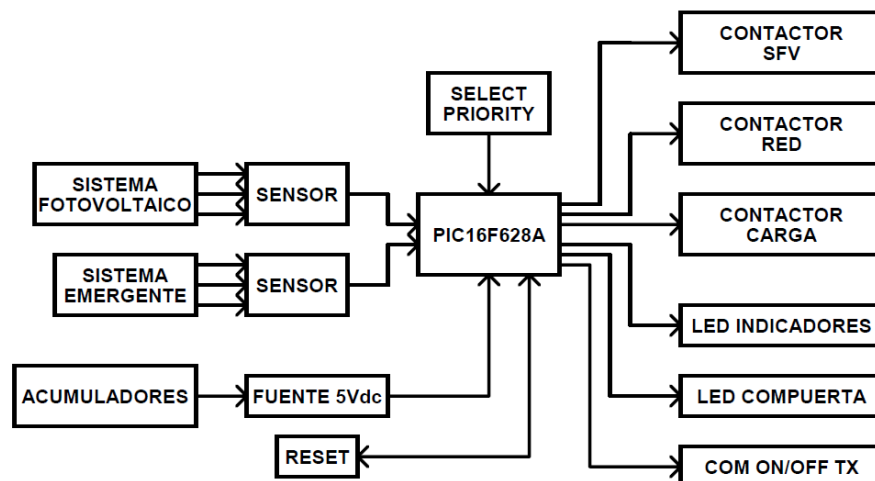
Return

Disable                                     'desabilita la interrupción
TIME:                                     'etiqueta de interrupción
    Inc CONTA                             'incrementa en 1 el valor de la variable
    If CONTA >= 300 Then
        Clear TMR2ON : Clear CONTA
    EndIf
    Clear OVERFLOW                       'encera el registro de desboradamiento
Resume
Enable                                     'habilita la interrupción

End

```

3.3.3. Diagrama de bloque de la transferencia automática



Fuente: Los autores

Figura 3-64 Diagrama de bloque. Transferencia automática

3.4. Diseño de un prototipo de seguidor de sol en sus dos ejes

3.4.1. Funcionamiento

Para aprovechar la mayor cantidad posible de energía solar, y conseguir que la superficie colectora sea perpendicular a los rayos solares en todo momento, se necesita un sistema de movimiento de seguimiento del sol.

Utilizando el seguimiento, la energía total recibida en un día puede ser del orden de un 35% mayor que para el mismo colector en posición estática. Aunque este rendimiento se ve reducido en los casos de frecuentes nublados y en todas aquellas condiciones climatológicas en las que la relación entre la energía recibida por radiación directa y la recibida por radiación difusa tiende a disminuir.

El seguidor solar principalmente estará compuesto de una estructura metálica en la cual descansan los paneles solares, además constarán de dos motoredutores de corriente continua, debido a sus ventajas como: una gran capacidad para regular su velocidad de rotación, el par de arranque, cambio de giro; por tanto los hace necesarios en aplicaciones de este tipo en las que se precisa un ajuste fino de la velocidad y torque. Dichos motores permiten el movimiento en los dos sentidos tanto cenital (ángulo horario) como azimutal.

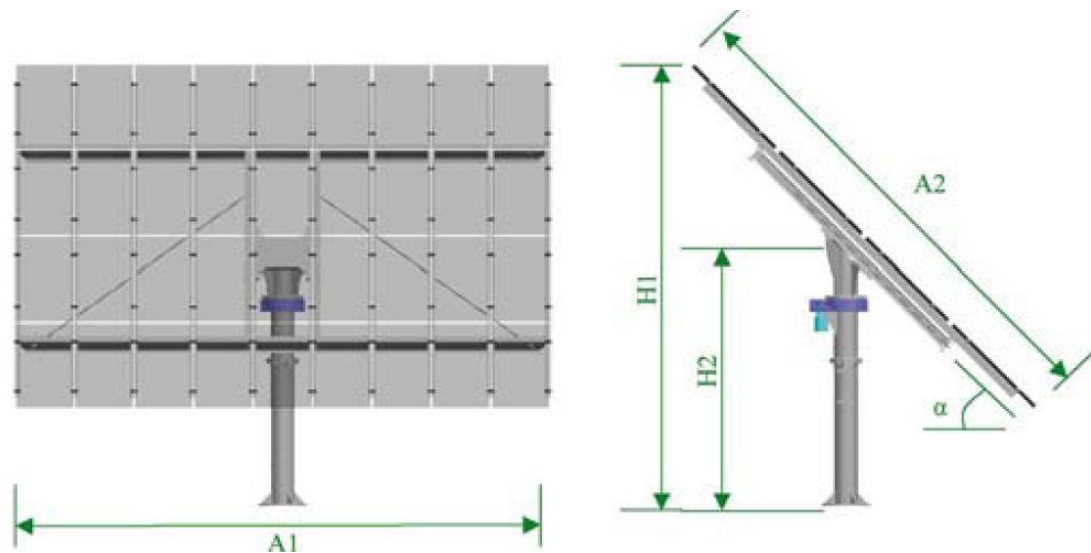
La potencia de los motores dependerá del peso de la estructura conjuntamente con los paneles. El objetivo de este tópico no es el diseño de la estructura, sino; el control del movimiento de la misma, para que el sol siempre se encuentre perpendicular a los colectores. Existen empresas especializadas en estructuras con acoplaciones de motores dirigidas para este fin, donde se fabrican bajo pedido y requerimientos técnicos adecuados para el control diseñado.

La estructura deberá tener dos movimientos, uno sobre en la que el eje de rotación sea horizontal respecto al soporte de la estructura y otro en la que el eje de rotación sea vertical, es decir; paralelo al eje del soporte principal. Estos dos movimientos serán controlados mediante 4 sensores fotoresistivos, 2 para cada movimiento, colocados de tal forma que al comparar 2 de ellos correspondientes a su movimiento el microcontrolador responderá actuando sobre el motoreductor en la dirección correcta según su comparación. El mismo efecto hará para los otros dos sensores.

Si los 4 sensores tienen la misma lectura querrá decir que el sol se encuentra perpendicular a los colectores por ende no actuarán los motores.

3.4.2. Diseño de control del seguidor solar

La estructura donde descansarán los paneles deberá ser de un área aproximada de 50 metros cuadrados y soportar un peso mínimo de los paneles de 632,4 Kg determinado en la tabla 2-6. En el Anexo C nos detalla los parámetros técnicos máximos permisibles de construcción de la estructura por parte de una empresa especializada.



Fuente: DEBASOL

Figura 3-65 Diseño estructural del seguidor solar

Para el control de los motores en ambos sentido de giros se lo realizará por dispositivos de potencia en puente H (figura 3-2 inversor monofásico), como debemos conocer la potencia de los motorreductores para dimensionar los dispositivos de potencia, tomamos la potencia de fabricación dada en el anexo C.

Para el eje azimutal $P = 0,25 \text{ KW}$

Para el eje del ángulo horario $P = 0,75 \text{ KW}$

Para la máxima potencia del motorreductor del eje del ángulo horario sabiendo que el voltaje de trabajo es igual a 48 Vdc el puente H deberá soportar una corriente igual a:

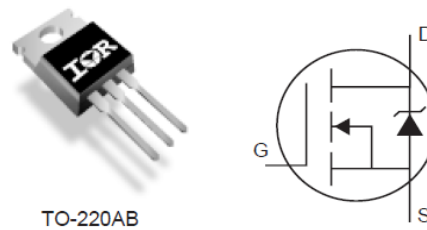
$$I_{puente H1} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{dc}} \quad ec \ 3.19$$

$$I_{puente H1} = \frac{750 \ W}{48 \ V_{dc}}$$

$$I_{puente H1} = 15,7 \ A$$

Por tanto se debe dimensionar el puente H capaz de soportar una corriente 4 veces superior a la calculada debido al arranque del motor.

Para formar el puente H, para este caso se puede usar el Mosfet de potencia IRF2807 82A/75V (anexo N).



Fuente: Datasheet

Figura 3-66 Mosfet IRF2807 82A/75V

Se diseñará una red Snubber RCD para protección del apagado de los mosfet como se explicó en el ítems 3.1.4.1.1.

- Capacitor Snubber

$$C_s \geq \frac{I_L \cdot t_f}{2 \cdot V_{DC}}$$

$$C_s \geq \frac{15,7A \times 48ns}{2 \times 48VDC}$$

$$C_s \geq 7,2nF$$

$$C_s \geq 0,1\mu F$$

- Resistencia Snubber
 - ✓ Resistencia Mínima

$$R_s \geq \frac{V_D}{I_M - I_L}$$

$$R_s \geq \frac{56Vdc}{82A - 15,7A}$$

$$R_S \geq 0,84\Omega$$

✓ Resistencia Máxima:

$$R_S < \frac{T_{ON(min)}}{5 \cdot C_S}$$

$$R_S < \frac{4 \times 10^{-3}s}{5 \times 0,1\mu F}$$

$$R_S < 8000\Omega$$

Por lo tanto R_S debe estar entre:

$$0,84\Omega \leq R_S < 8000\Omega$$

$$R_S = 4,7K\Omega$$

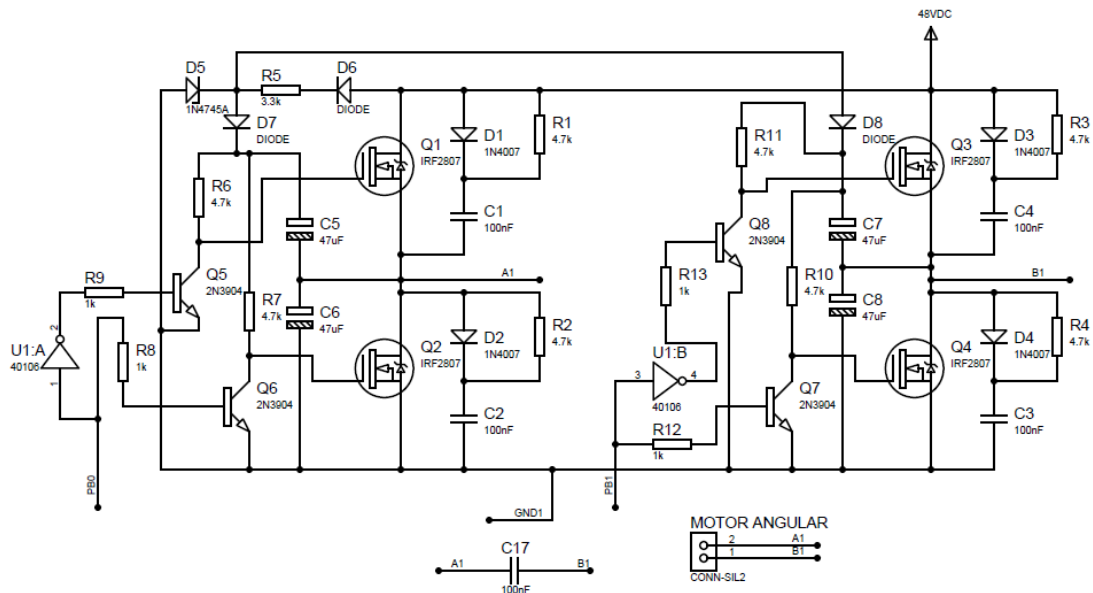
Potencia de la R_S :

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \cdot C_S \cdot V_D^2 \cdot f$$

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \times 0,1\mu F \times 56Vdc^2 \times 250Hz$$

$$P_{RS} = 0,039 W \approx \frac{1}{4} W$$

Con los datos de protección del snubber el circuito de potencia para el control del motor del movimiento angular sería:



Fuente: Los autores

Figura 3-67 Circuito de Potencia. Motor angular

La forma de disparo es igual que la explicada en el literal 3.1.4. Inversor monofásico.

El módulo IGBT debe tener un disipador de calor por la potencia disipar, se deberá calcular de acuerdo a las fórmulas descritas en el literal 3.1.4.1.2.1.

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

De la hoja de datos técnicos del Mosfet IRF2807 (anexo N) obtenemos los parámetros de acuerdo a lo especificado anteriormente.

$$P_{AVE} : 8 \text{ W (Curva } V_{CE} \text{ vs } I_C)$$

$$R_{\theta JC} : 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

$$R_{\theta CS} : 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

$$T_J : 175 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_S : 125 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Temperatura de juntura de trabajo es:

$$T_J = T_{Jm\acute{a}x} \cdot k$$

$$T_J = 175^{\circ}\text{C} \times 0,6$$

$$T_J = 105^{\circ}\text{C}$$

Por tanto nuestra incongnita será $R_{\theta SA}$:

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

Despejando,

$$R_{\theta SA} = \frac{T_J - T_A}{P_{AVE}} - (R_{\theta JC} + R_{\theta CS})$$

Para calcular el tamaño del disipador asumiremos una temperatura ambiente de 45°C .

$$R_{\theta SA} = \frac{105^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}}{8\text{W}} - \left(0,65 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}} + 0,5 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}\right)$$

$$R_{\theta SA} = 6,35 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}$$

Como se usarán 2 elementos en semipunto por disipador entonces:

$$R_{\theta SA}(n \text{ elementos}) = \frac{R_{\theta SA}(1 \text{ elemento})}{n}$$

Lo que conlleva a:

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = \frac{6,35 \text{ }^{\circ}\text{C/W}}{2}$$

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = 3,17 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

Debemos buscar en catálogos suministrados por fabricantes de disipadores algún disipador que tenga una resistencia térmica con el valor que acabamos de calcular.

De la misma forma para dimensionar el puente H para el movimiento azimutal se considerará la máxima potencia de trabajo al nivel de tensión de los acumuladores:

$$I_{\text{puente H}} = \frac{P_{\text{máx}}}{V_{dc}}$$

$$I_{\text{puente H}} = \frac{250 \text{ W}}{48 \text{ Vdc}}$$

$$I_{\text{puente H}} = 5,2 \text{ A}$$

Para este caso se usará el mismo Mosfet de potencia IRF2807 82A/75V (figura 3-66).

La red Snubber RCD para protección del apagado del Mosfet será como en el ítems 3.1.4.1.1.

- Capacitor Snubber

$$C_s \geq \frac{I_L \cdot t_f}{2 \cdot V_{DC}}$$

$$C_s \geq \frac{5,2 \text{ A} \times 48 \text{ ns}}{2 \times 48 \text{ VDC}}$$

$$C_s \geq 2,6 \text{ nF}$$

$$C_s \geq 0,1 \text{ } \mu\text{F}$$

- Resistencia Snubber
 - ✓ Resistencia Mínima

$$R_s \geq \frac{V_D}{I_M - I_L}$$

$$R_S \geq \frac{56Vdc}{82A - 5,2A}$$

$$R_S \geq 0,72\Omega$$

✓ Resistencia Máxima:

$$R_S < \frac{T_{ON(min)}}{5 \cdot C_S}$$

$$R_S < \frac{4 \times 10^{-3}s}{5 \times 0,1\mu F}$$

$$R_S < 8000\Omega$$

Por lo tanto R_S debe estar entre:

$$0,72\Omega \leq R_S < 8K\Omega$$

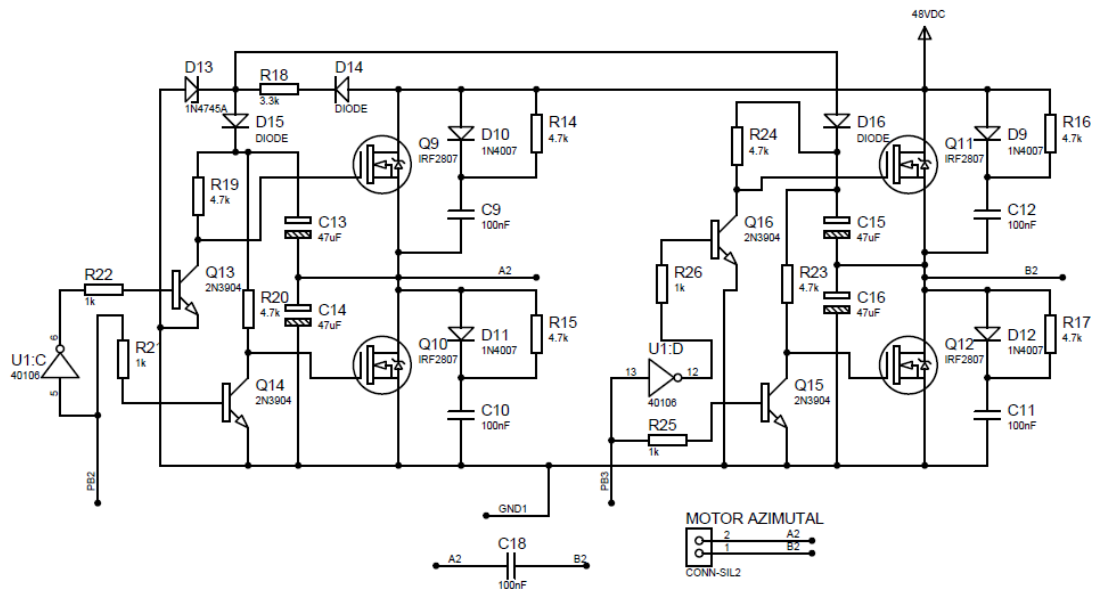
$$R_S = 4,7K\Omega$$

Potencia de la R_S :

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \cdot C_S \cdot V_D^2 \cdot f$$

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \times 0,1\mu F \times 56Vdc^2 \times 250Hz$$

$$P_{RS} = 0,039 W \approx \frac{1}{4} W$$



Fuente: Los autores

Figura 68. Circuito de Potencia. Motor azimuthal

El IGBT debe contar con un disipador de calor por la potencia alta a disipar, se deberá calcular de acuerdo a las fórmulas descritas en el literal 3.1.4.1.2.1.

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

De la hoja de datos técnicos del Mosfet IRF2807 (anexo N) obtenemos los parámetros de acuerdo a lo especificado anteriormente.

$$P_{AVE} : 2,6 \text{ W (Curva } V_{CE} \text{ vs } I_C)$$

$$R_{\theta JC} : 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

$$R_{\theta CS} : 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

$$T_J : 175 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_S : 125 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Temperatura de juntura de trabajo es:

$$T_J = T_{J\text{máx}} \cdot k$$

$$T_J = 175^{\circ}\text{C} \times 0,6$$

$$T_J = 105^{\circ}\text{C}$$

Por tanto nuestra incongnita será $R_{\theta SA}$:

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

Despejando,

$$R_{\theta SA} = \frac{T_J - T_A}{P_{AVE}} - (R_{\theta JC} + R_{\theta CS})$$

Para calcular el tamaño del disipador asumiremos una temperatura ambiente de 45°C .

$$R_{\theta SA} = \frac{105^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}}{2,6\text{W}} - \left(0,65 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}} + 0,5 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}\right)$$

$$R_{\theta SA} = 22 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{W}}$$

Se usarán 2 elementos por disipador entonces:

$$R_{\theta SA}(n \text{ elementos}) = \frac{R_{\theta SA}(1 \text{ elemento})}{n}$$

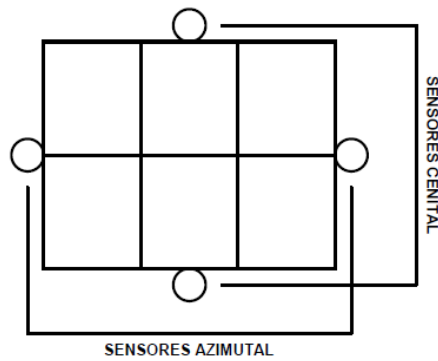
Lo que conlleva a:

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = \frac{22 \text{ }^{\circ}\text{C/W}}{2}$$

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = 11 \text{ }^{\circ}\text{C/W}$$

Debemos buscar en catálogos suministrados por fabricantes de disipadores algún disipador que tenga una resistencia térmica con el valor que acabamos de calcular.

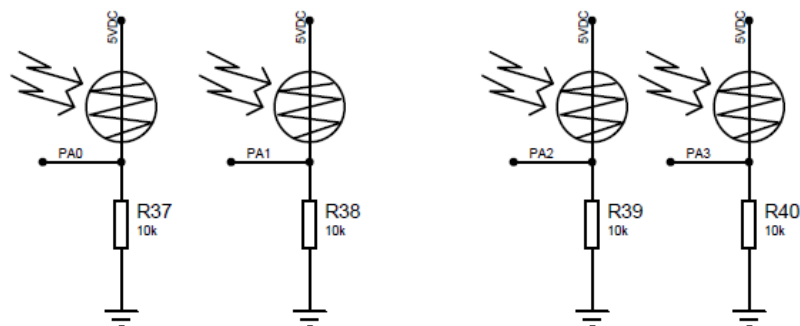
Los sensores de luz fotoresistivos se instalarán en la estructura en forma cruzada. Para el movimiento azimutal los 2 sensores se ubicarán en los extremos de la estructura en el eje de las “x” y, los otros 2 en los extremos de la estructura en el eje de las “y” tal como se muestra la figura.



Fuente: Los autores

Figura 3-69 Disposición en la estructura de los sensores de captación de luz

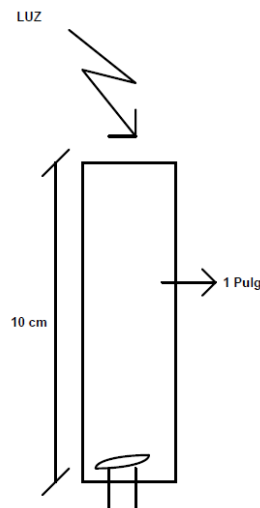
Los sensores dispondrán de la siguiente forma de conexión.



Fuente: Los autores

Figura 3-70 Circuito electrónico de los sensores

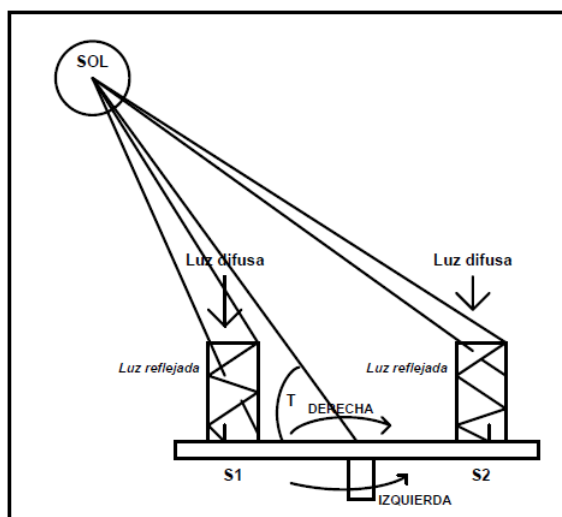
Teniendo en cuenta que la luz solar incide sobre los sensores en forma directa, difusa y reflejada, se debe captar la mayor cantidad de luz directa que es la que nos permitirá que los rayos solares lleguen de forma perpendicular sobre los colectores, por lo que se debe colocar cada sensor fotoresistivo dentro de tubos de PVC de unos 10 cm de largo y 1 pulgada de diámetro para conseguir dicho cometido. La longitud y el diámetro del tubo se definen por parámetros experimentales realizados en el literal 3.6.5., el diámetro del tubo es debido al diámetro de la fotoresistencia.



Fuente: Los autores

Figura 3-71 Instalación de los sensores

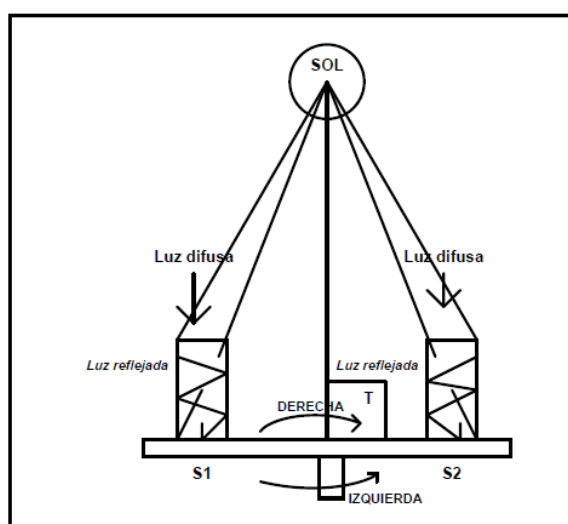
Con la distribución de los sensores y la forma de captación de la luz incidente se logra una diferencia de la cantidad de luz sobre cada sensor, es por eso que se consigue una comparación de la misa de acuerdo con el valor de la resistencia de la fotocelda tal como se muestra en la figura 3-72.



Fuente: Los autores

Figura 3-72 Captación de luz de los sensores

Como se observa en la figura 3-72 existe mayor captación de luz por el sensor 1, por lo que el circuito de control deberá actuar sobre el motorreductor de forma que el sistema gire hacia la izquierda tal como nos indica la figura 3-72, hasta que la concentración de los rayos solares se igual en ambos sensores. Esto se hará en ambos sentidos de giro de acuerdo con la captación de luz solar existentes en ambos sensores.



Fuente: Los autores

Figura 3-73 Captación equilibrada de luz en los sensores

Para el caso en que ambos sensores capten la misma cantidad de luz, el sistema se equilibrará y no habrá respuesta por parte del circuito de control (figura 3-73), es decir; la estructura se mantendrá frente al sol en cada momento.

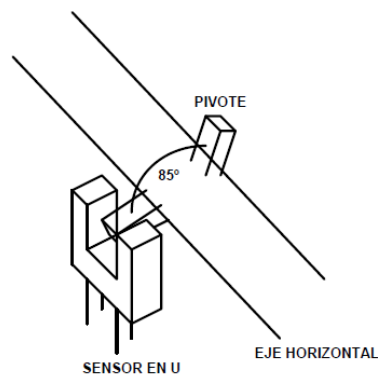
El mismo efecto tendrá para el otro movimiento (angular) en la que el eje de rotación es horizontal.

Cuando el sol sea cubierto parcial o totalmente por nubosidades y los rayos solares no sean directos sino difusos, el sistema seguidor de sol buscará un equilibrio donde encuentre que la captación de luz en sus sensores sea siempre igual.

3.4.2.1. Restricciones en el movimiento

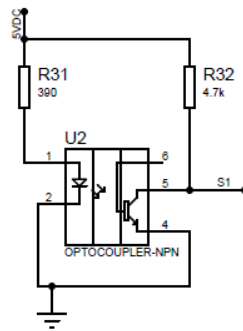
La estructura deberá ser capaz, para el movimiento azimutal de girar 360° continuos sin restricciones de este movimiento. Las conexiones deberán de estar acondicionadas para tal efecto, para evitar enredos en los conductores al contar con este libre movimiento.

Para el movimiento cenital se colocará un sensor en “U”, que servirá como tope para restringir este movimiento dentro de un rango específico ($5^\circ - 90^\circ$). Este sensor será fijo y contará con dos pivotes insertados en el eje horizontal de la forma siguiente:



Fuente: Los autores

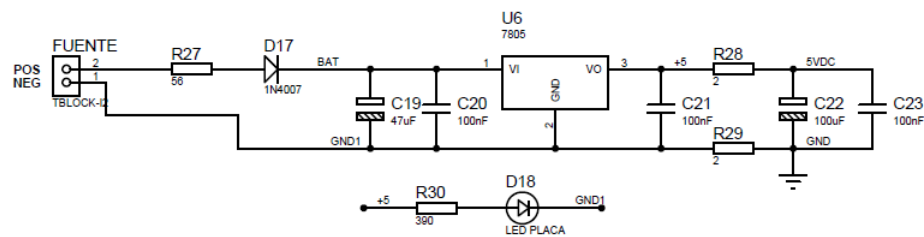
Figura 3-74 Instalación del sensor de restricción cenital



Fuente: Los autores

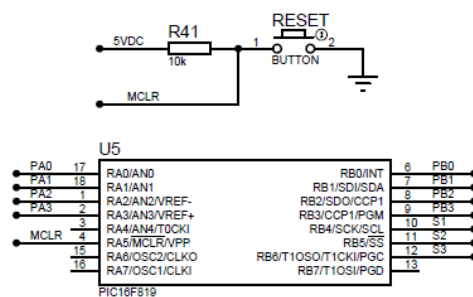
Figura 3-75 Circuito del sensor auxiliar. Restricción cenital

Una vez adaptados los sensores en la estructura se fija las entradas y salidas en el microcontrolador de la forma dada a continuación.



Fuente: Los autores

Figura 3-76 Fuente 5Vdc para el circuito de control del seguidor solar



Fuente: Los autores

Figura 3-77 PIC16F819. Entradas y salidas de control del seguidor solar

3.4.2.2. Programa del microcontrolador¹²² del seguidor solar. PIC16F819

```
'*****Declaración del dispositivo*****
'*****

Device = 16F819           'dispositivo PIC16F819
Declare XTAL 8            'velocidad de trabajo 8MHz

'***Declaración de la conversión análoga digital***
'*****

Declare ADIN_RES 10       'resolución de lectura de 10 bit
Declare ADIN_TAD FRC      'trabajo con oscilador RC interno
Declare ADIN_STIME 50     'tiempo de lectura en 50 us

'*****Declaración de puertos*****
'*****

Symbol L1A = PORTB.5
Symbol L1B = PORTB.4
Symbol L2A = PORTB.2
Symbol L2B = PORTB.3
Symbol S_CENITAL = PORTB.1
Symbol S_AZIMUTAL = PORTB.6
Symbol S_90 = PORTB.0

'*****Declaración de variables*****
'*****

Dim S_ESTE As DWord       'variable de lectura análoga digital PORTA.0
Dim S_OESTE As DWord      'VARIABLE de lectura análoga digital PORTA.1
Dim S_NORTE As DWord      'VARIABLE de lectura análoga digital PORTA.2
Dim S_SUR As DWord        'VARIABLE de lectura análoga digital PORTA.3
Dim IZQUIERDA As Bit
Dim DERECHA As Bit
Dim SUBE As Bit
Dim BAJA As Bit
Dim TA As Word
Dim TS As Word
Dim TB As Word
Dim AUX As Byte

'*****Seteo de registros*****
'*****

OSCCON = %01110100       'Selecciona oscilador interno = 8Mhz con
                          'frecuencia estable
ADCON1 = %10000000       'declara el puerto A como entradas análogas
TRISA = $FF              'Puerto A como entrada
TRISB = %11000011       'Puerto B como entrada (1) y salida (0)

'*****Inicialización de variables*****
'*****

PORTB = 0
IZQUIERDA = 0 : DERECHA = 0 : SUBE = 0 : BAJA = 0 : AUX = 5

'*****Programa Principal*****
'*****

PROGRAMA:
    Call RETARDO          'Llama a la subrutina Retardo
```

¹²² El programa del microcontrolador ha sido realizado en PROTON + BASIC Compiler IDE versión 1.0.4.6, Copyright 2004 Mecanique UK

```

    Call AZIMUTAL      'Llama a la subrutina Azimutal
    DelayUS 1500      'Tiempo de espera 1500 us
    Call RETARDO      'Llama a la subrutina Retardo
    Call CENITAL      'Llama a la subrutina Cenital
    DelayUS 1500      'Tiempo de espera 1500 us
    Call ESPERA      'Llama a la subrutina Espera

GoTo PROGRAMA      'Retorna a la etiqueta Programa

CENITAL:
    S_NORTE = ADIn 2      'Lee el bit análogo AN2
    S_SUR = ADIn 3      'Lee el bit análogo AN3

    If S_NORTE > S_SUR Then      'Comprueba si la condición es
                                verdadera
        S_SUR = S_SUR + AUX      'Suma un valor auxiliar
        If S_NORTE <= S_SUR Then Return      'Si la condición es
                                verdadera retorna a
                                donde fue llamado

        If S_NORTE > S_SUR And SUBE = 0 Then      'Condición de
                                                límites de movimiento
            Clear L2A : Set L2B      'Seteo de Subida
            DelayUS TS      'Tiempo de espera TSus
        EndIf
        If S_CENITAL = 1 And BAJA = 0 Then SUBE = 1      'Condición de
                                                prohibición

    Else      'Condición de Falsedad
        If S_NORTE < S_SUR Then      'Comprueba si la
                                condición es verdadera
            S_SUR = S_SUR - AUX      'Resta un valor auxiliar
            If S_SUR < 0 Then S_SUR = 0      'Condición de no
                                negatividad

            If S_NORTE >= S_SUR Then Return      'Si la condición
                                es verdadera
                                retorna a donde
                                fue llamado

            If S_NORTE < S_SUR And BAJA = 0 Then      'Condición de
                                                límites de
                                                movimiento
                Set L2A : Clear L2B      'Seteo de bajada
                DelayUS TB      'Tiempo de espera TB us
            EndIf
            If S_CENITAL = 1 And SUBE = 0 Then BAJA = 1      'Condición
                                                de prohibición

    EndIf
EndIf

Clear L2A : Clear L2B      'Encera las variables

If S_CENITAL = 0 Then      'Comprueba si la condición es verdadera
    SUBE = 0 : BAJA = 0      'Encera las variables
EndIf

Return      'Retorna a donde fue llamado

AZIMUTAL:
    S_ESTE = ADIn 1      'Lee el bit análogo AN1
    S_OESTE = ADIn 0      'Lee el bit análogo AN0

    If S_ESTE > S_OESTE Then
        S_OESTE = S_OESTE + AUX
        If S_ESTE <= S_OESTE Then Return
        If S_ESTE > S_OESTE And IZQUIERDA = 0 Then
            Clear L1A : Set L1B      'Seteo de izquierda
            DelayUS TA
        EndIf
        If S_AZIMUTAL = 1 And DERECHA = 0 Then IZQUIERDA = 1

```

```

Else
  If S_ESTE < S_OESTE Then
    S_OESTE = S_OESTE - AUX
    If S_OESTE < 0 Then S_OESTE = 0
    If S_ESTE >= S_OESTE Then Return
    If S_ESTE < S_OESTE And DERECHA = 0 Then
      Set L1A : Clear L1B      'Seteo de derecha
      DelayUS TA
    EndIf
    If S_AZIMUTAL = 1 And IZQUIERDA = 0 Then DERECHA = 1
  EndIf
EndIf

Clear L1A : Clear L1B

If S_AZIMUTAL = 0 Then
  DERECHA = 0 : IZQUIERDA = 0
EndIf

Return

RETARDO:
If S_90 = 1 Then
  TA = 600 : TS = 4000 : TB = 1100      'tiempos de mayor
                                         fuerza en subida
Else
  TA = 600 : TS = 1800 : TB = 1800      'tiempos de mayor
                                         fuerza en bajada
EndIf

Return

ESPERA:
S_NORTE = S_SUR - S_NORTE
S_SUR = Abs S_NORTE                    'obtiene el valor absoluto de la
                                         variable
S_ESTE = S_OESTE - S_ESTE
S_OESTE = Abs S_ESTE                    'obtiene el valor absoluto de la
                                         variable

'Si la condición es verdadera espera 5 s

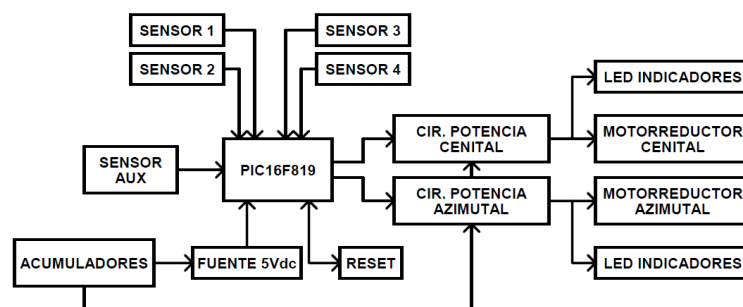
If S_SUR <= AUX And S_OESTE <= AUX Then DelayMS 5000

Return

End

```

3.4.3. Diagrama de Bloque del seguidor solar

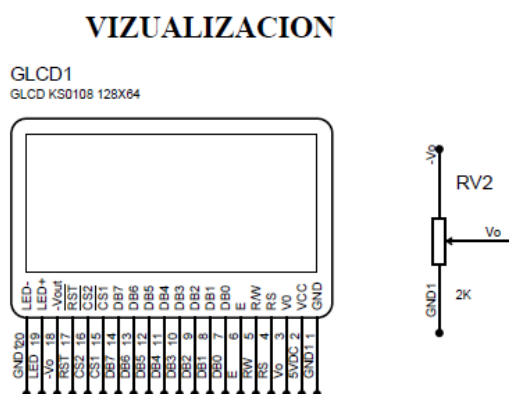


Fuente: Los autores

Figura 3-78 Diagrama de bloque. Seguidor solar

3.5. Visualización General

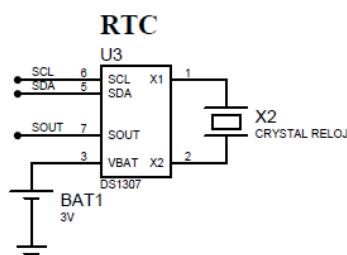
Como los dispositivos electrónicos se dispondrán dentro de un gabinete cerrado, se ha dispuesto la realización de un visualizador general para el sistema energético, el cual recibirá los datos de cada tarjeta para conocer su estado de trabajo en especial el valor de voltaje del regulador de carga.



Fuente: Los autores

Figura 3-79 Visualizador LCD gráfico

A esta tarjeta se le agregará un reloj de tiempo real RTC ds1307¹²³ para disponer de la hora y fecha del lugar a implementarse el sistema.

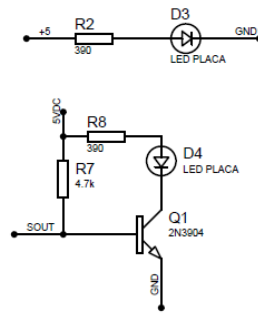


Fuente: Los autores

Figura 3-80 Reloj de tiempo real RTC ds1307

¹²³ Ds1307, www.sparkfun.com/datasheets/Components/DS1307.pdf

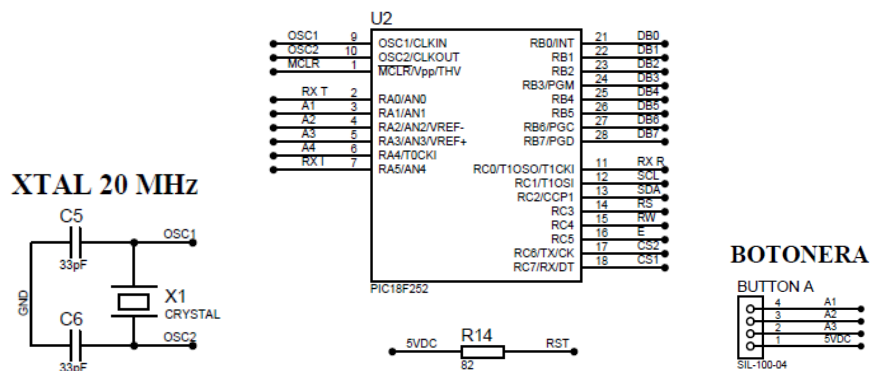
INDICADORES



Fuente: Los autores

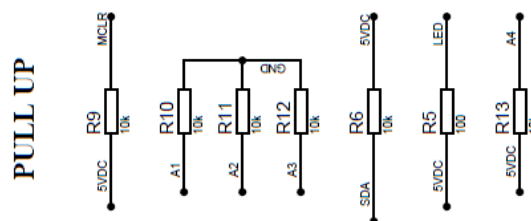
Figura 3-81 Indicadores de trabajo de la tarjeta de control y de la RTC

El control de la visualización se dispondrá por el microcontrolador PIC18F252¹²⁴ por los 32KB de memoria, el cual nos permitirá una mayor cantidad de líneas de programa debido a la utilización de la RTC.



Fuente: Los autores

Figura 3-82 Control del visualizador, microcontrolador PIC18F252

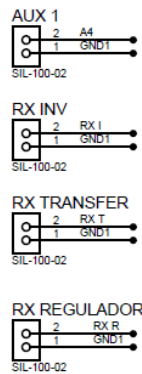


Fuente: Los autores

Figura 3-83 Resistencias de pull ups para el control digital

¹²⁴ DATASHEET, 18F252, Op. Cit.

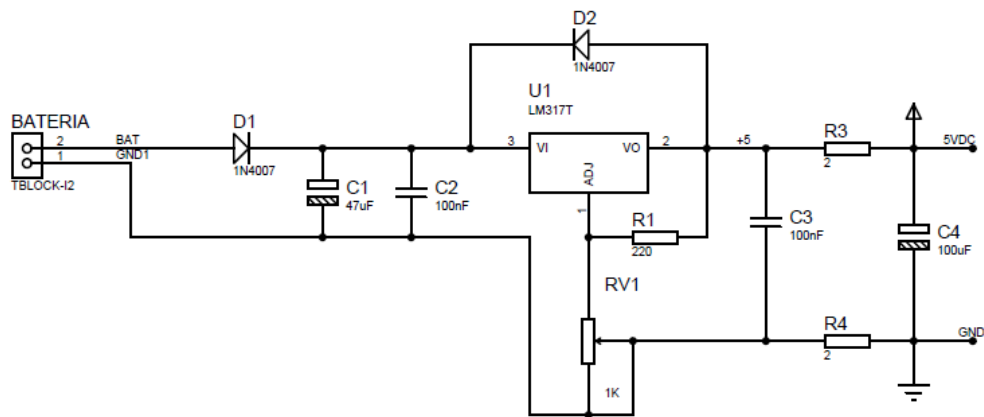
SALIDAS Y ENTRADAS



Fuente: Los autores

Figura 3-84 Entradas y salidas del control digital

FUENTE 5VDC



Fuente: Los autores

Figura 3-85 Fuente de 5Vdc general de la tarjeta de visualización

Esta tarjeta de visualización recibirá los datos del regulador de carga en forma serial y los datos de la transferencia automática en forma binaria.

3.5.1. Programa del microcontrolador¹²⁵ del visualizador. PIC18F252

```
*****Declaración del dispositivo*****
*****

Device = 18F252                      'dispositivo PIC18F252
Declare XTAL 20                      'velocidad de trabajo 20MHz
```

¹²⁵ El programa del microcontrolador ha sido realizado en PROTON + BASIC Compiler IDE versión 1.0.4.6, Copyright 2004 Mecanique UK

```

'*****Declaración del GLCD*****
'*****

Declare LCD_DTPORT PORTB
Declare LCD_TYPE SAMSUNG
Declare LCD_RWPIN PORTC.4
Declare LCD_CS1PIN PORTC.7
Declare LCD_CS2PIN PORTC.6
Declare LCD_RSPIN PORTC.3
Declare LCD_ENPIN PORTC.5
Declare GLCD_CS_INVERT 1
Declare INTERNAL_FONT On

'*****Declaración comunicación I2C*****
'*****

Declare BUS_SCL On           'omite la resistencia de pull up en el pin de
                             reloj
Declare SLOW_BUS On          'adapta la velocidad de comunicación del Pic con
                             la I2C
Declare SDA_PIN PORTC.2      'pin de dato
Declare SCL_PIN PORTC.1      'pin de reloj

'*****Declaración de la Comunicación serial*****
'*****

Include "modedefs.bas"       'incluye todas las declaraciones de comunicación
                             serial

'*****Declaración de puertos*****
'*****

Symbol SUBIR = PORTA.1
Symbol BAJAR = PORTA.2
Symbol SELEC = PORTA.3
Symbol RX_R = PORTC.0
Symbol RX_SFV = PORTA.0
Symbol RX_RED = PORTA.5

'*****Declaración de variables*****
'*****

Dim SEG As Byte
Dim MINU As Byte
Dim HORA As Byte
Dim DIAS As Byte
Dim DIAF As Byte
Dim MES As Byte
Dim ANO As Byte
Dim WCONTROL As Byte
Dim RCONTROL As Byte
Dim SQWE As Byte
Dim DIV As Byte
Dim AUX As Bit
Dim AUX1 As Byte
Dim AUX2 As Byte
Dim AUX3 As Byte
Dim AUX4 As DWord
Dim AUX5 As Word
Dim T As Word
Dim CUENTA As Word
Dim CONTA As Byte
Dim T1 As Byte
Dim T2 As Byte
Dim RX As Byte
Dim VALOR As Byte
Dim ESP As Byte

```


Dim VMIN As Byte

```

'*****Seteo de registros*****
'*****

Symbol TIMER1 = T1CON.0
Symbol OVERFLOW_1 = PIR1.0      'registro del TMR1IF bandera de desbordamiento
                                  del timer1

    OVERFLOW_1 = 0
    PIE1.0 = 1                   'bit TMR1IE para habilitar las interrupciones
                                  del timer1

    IPR1.0 = 1                   'bit TMR1IP habilita interrupción timer1
    RCON.7 = 1                   'bit IPEN continua habilitando los registros
                                  para la interrupción del timer1

    INTCON.7 = 1                 'bit GIEH/GIE habilita todas las
                                  interrupciones de alta prioridad si IPEN = 1
    T1CON = %10000000           'bit 7 = 1 16bits si = 0 8bits, bit 5-4
                                  habilita prescalador 1:8

    TMR1H = $00 : TMR1L = $00
On Interrupt GoTo RX_REGU      'subrutina de interrupción

ALL_DIGITAL On                'puerto A digital
    TRISA = $3F                 'Entradas (1) y salidas (0)
    TRISC.0 = 1                 'Entradas (1) y salidas (0)

'*****Inicialización de variables*****
'*****

WCONTROL = %11010000           'byte de control de escritura de la RTC
RCONTROL = %11010001           'byte de control de lectura de la RTC
AUX1 = 0 : T1 = 17 : T2 = T1 * 2 : VMIN = 114 : OVERFLOW_1 = 0 : ESP = 250
VALOR = 0

START:
    Cls                         'limpia el GLCD
    EData 0,0                   'dato de la eeprom
    AUX = ERead 0               'lee dato en la eeprom
    If AUX = 0 Then Call GRABAR_RTC      'solo graba una vez
Cls

    Set TIMER1

    Line 1,53,33,94,33
    Line 1,53,38,94,38
    Line 1,53,33,53,38
    Line 1,94,33,94,38
    Print At 4,0,"Fuente:"
    Print At 0,0,"    UPS-Kennedy    "

'*****Programa Principal*****
'*****

INICIO:

    Call SISTEMAS
    Call RELOJ_DIGITAL
    Call PORCENT
    GoTo INICIO

'*****Comunicación Transferencia*****
'*****

SISTEMAS:

    If RX_RED = 0 And RX_SFV = 1 Then
        Print At 2,0,"SISTEMA FOTVOLTAICO"
    Else
        If RX_RED = 1 And RX_SFV = 0 Then
            Print At 2,0," SISTEMA EMERGENTE  "
        Else

```

```

        If RX_RED = 0 And RX_SFV = 0 Then Print At 2,0,"          SIN
SISTEMA      "
              EndIf
            EndIf

            Return

'*****Porcentaje de energía*****
'*****

PORCENT:
    AUX4 = VALOR - VMIN
    If AUX4 < 0 Then AUX4 = 0
    AUX4 = AUX4 * 1000 / 24          '24 diferencia entre Vmax - Vmin

    If AUX4 >= 0 And AUX4 < 1000 Then
        AUX5 = AUX4 // 10
        AUX4 = AUX4 / 10
        Print At 4,16,Dec AUX4,".",Dec AUX5,"%"
        AUX4 = AUX4 * 10 + AUX5
        AUX4 = AUX4 * 37 / 1000
        AUX5 = AUX4 + 55
    Else
        If AUX4 >= 1000 Then
            AUX5 = 37 + 55
            Print At 4,16,"100%"
        EndIf
    EndIf

    For T = AUX5 + 1 To 92 Step 1
        UnPlot 35,T
        UnPlot 36,T
    Next T

    For T = 55 To AUX5 Step 1
        Plot 35,T
        Plot 36,T
    Next T

    Return

'*****Interrupción Com serial regulador*****
'*****

Disable
RX_REGU:
    SerIn RX_R , T9600 , 50 ,SALIR , [ HEX2 VALOR ]
    AUX2 = VALOR // 10
    AUX3 = VALOR / 10
    Print At 3,0,"Volt. Bateria: ",Dec AUX3,".",Dec AUX2,"V"

SALIR:
    TMR1H = $00 : TMR1L = $00
    Clear OVERFLOW_1

Resume
Enable

'*****Programa para la RTC*****
'*****

RELOJ_DIGITAL:
    BusIn RCONTROL,0,[SEG]
    BusIn RCONTROL,1,[MINU]
    BusIn RCONTROL,2,[HORA]
    BusIn RCONTROL,3,[DIAS]
    BusIn RCONTROL,4,[DIAF]
    BusIn RCONTROL,5,[MES]
    BusIn RCONTROL,6,[ANO]

```

```

If DIAS = $1 Then Print At 7, 2, "Dom."
If DIAS = $2 Then Print At 7, 2, "Lun."
If DIAS = $3 Then Print At 7, 2, "Mar."
If DIAS = $4 Then Print At 7, 2, "Mie."
If DIAS = $5 Then Print At 7, 2, "Jue."
If DIAS = $6 Then Print At 7, 2, "Vie."
If DIAS = $7 Then Print At 7, 2, "Sab."

Print At 7, 7, HEX2 DIAF
Print At 7, 13, "/20", HEX2 ANO

If MES = $1 Then Print At 7, 10, "Ene"
If MES = $2 Then Print At 7, 10, "Feb"
If MES = $3 Then Print At 7, 10, "Mar"
If MES = $4 Then Print At 7, 10, "Abr"
If MES = $5 Then Print At 7, 10, "May"
If MES = $6 Then Print At 7, 10, "Jun"
If MES = $7 Then Print At 7, 10, "Jul"
If MES = $8 Then Print At 7, 10, "Ago"
If MES = $9 Then Print At 7, 10, "Sep"
If MES = $10 Then Print At 7, 10, "Oct"
If MES = $11 Then Print At 7, 10, "Nov"
If MES = $12 Then Print At 7, 10, "Dic"

If AUX1 = 0 Then
    Print At 6, 6, HEX2 HORA, ":", HEX2 MINU, ":", HEX2 SEG
Else
    Call ACT
EndIf

If SELEC = 1 Then
    Inc AUX1 : CUENTA = 0
    If AUX1 > 7 Then AUX1 = 1
    While SELEC = 1
        Call SISTEMAS
        Inc CUENTA
        If CUENTA > 300 Then
            AUX1 = 0
        EndIf
    Wend
    If AUX1 = 0 Then Print At 5, 0, "
EndIf

If SUBIR = 1 And AUX1 = 1 Then
    Call SHORA
    DelayMS ESP
EndIf
If BAJAR = 1 And AUX1 = 1 Then
    Call BHORA
    DelayMS ESP
EndIf
If SUBIR = 1 And AUX1 = 2 Then
    Call SMINU
    DelayMS ESP
EndIf
If BAJAR = 1 And AUX1 = 2 Then
    Call BMINU
    DelayMS ESP
EndIf
If SUBIR = 1 And AUX1 = 3 Then
    Call SSEG
    DelayMS ESP
EndIf
If BAJAR = 1 And AUX1 = 3 Then
    Call BSEG
    DelayMS ESP
EndIf

```

```

If SUBIR = 1 And AUX1 = 4 Then
    Call SDIA
    DelayMS ESP
EndIf
If BAJAR = 1 And AUX1 = 4 Then
    Call BDIA
    DelayMS ESP
EndIf
If SUBIR = 1 And AUX1 = 5 Then
    Call SFECHA
    DelayMS ESP
EndIf
If BAJAR = 1 And AUX1 = 5 Then
    Call BFECHA
    DelayMS ESP
EndIf
If SUBIR = 1 And AUX1 = 6 Then
    Call SMES
    DelayMS ESP
EndIf
If BAJAR = 1 And AUX1 = 6 Then
    Call BMES
    DelayMS ESP
EndIf
If SUBIR = 1 And AUX1 = 7 Then
    Call SANO
    DelayMS ESP
EndIf
If BAJAR = 1 And AUX1 = 7 Then
    Call BANO
    DelayMS ESP
EndIf

Return

```

```

GRABAR_RTC:
    SEG = $00 : MINU = $20 : HORA = $17 : DIAS = $4 : DIAF = $06 : MES =
    $07 : ANO = $11 : SQWE = $10
    BusOut WCONTROL,0,[SEG,MINU,HORA,DIAS,DIAF,MES,ANO,SQWE]
    EWrite 0,[1]
    Return

```

ACT:

```

If AUX1 = 1 And CONTA <= T1 Then
    Print At 6, 6," ",":",HEX2 MINU,":",HEX2 SEG
    Inc CONTA
Else
    If AUX1 = 1 And CONTA > T1 And CONTA <= T2 Then
        Print At 6, 6,HEX2 HORA,":",HEX2 MINU,":",HEX2 SEG
        Inc CONTA
        If CONTA >= T2 Then CONTA = 0
    EndIf
EndIf

If AUX1 = 2 And CONTA <= T1 Then
    Print At 6, 6,HEX2 HORA,":", " ",":",HEX2 SEG
    Inc CONTA
Else
    If AUX1 = 2 And CONTA > T1 And CONTA <= T2 Then
        Print At 6, 6,HEX2 HORA,":",HEX2 MINU,":",HEX2 SEG
        Inc CONTA
        If CONTA >= T2 Then CONTA = 0
    EndIf
EndIf

If AUX1 = 3 And CONTA <= T1 Then
    Print At 6, 6,HEX2 HORA,":",HEX2 MINU,":", " "

```

```

        Inc CONTA
    Else
        If AUX1 = 3 And CONTA > T1 And CONTA <= T2 Then
            Print At 6, 6, HEX2 HORA, ":", HEX2 MINU, ":", HEX2 SEG
            Inc CONTA
            If CONTA >= T2 Then CONTA = 0
        EndIf
    EndIf

    If AUX1 = 4 And CONTA <= T1 Then
        Print At 5, 0, "      Act. Dia      "
        Inc CONTA
    Else
        If AUX1 = 4 And CONTA > T1 And CONTA <= T2 Then
            Print At 5, 0, "      "
            Inc CONTA
            If CONTA >= T2 Then CONTA = 0
        EndIf
    EndIf

    If AUX1 = 5 And CONTA <= T1 Then
        Print At 5, 0, "      Act. Fecha      "
        Inc CONTA
    Else
        If AUX1 = 5 And CONTA > T1 And CONTA <= T2 Then
            Print At 5, 0, "      "
            Inc CONTA
            If CONTA >= T2 Then CONTA = 0
        EndIf
    EndIf

    If AUX1 = 6 And CONTA <= T1 Then
        Print At 5, 0, "      Act. Mes      "
        Inc CONTA
    Else
        If AUX1 = 6 And CONTA > T1 And CONTA <= T2 Then
            Print At 5, 0, "      "
            Inc CONTA
            If CONTA >= T2 Then CONTA = 0
        EndIf
    EndIf

    If AUX1 = 7 And CONTA <= T1 Then
        Print At 5, 0, "      Act. Anio      "
        Inc CONTA
    Else
        If AUX1 = 7 And CONTA > T1 And CONTA <= T2 Then
            Print At 5, 0, "      "
            Inc CONTA
            If CONTA >= T2 Then CONTA = 0
        EndIf
    EndIf

    Return

SHORA:
    DIV = (HORA//16) + 1
    HORA = HORA/16
    If DIV > 9 Then
        DIV = 0 : HORA = HORA + 1
    EndIf
    If HORA > 2 Then HORA = 0
    HORA = HORA*16 + DIV
    If HORA > $23 Then HORA = $00
    BusOut WCONTROL, 2, [HORA]
    Return

SMINU:

```

```

DIV = (MINU//16) + 1
MINU = MINU/16
If DIV > 9 Then
    DIV = 0 : MINU = MINU + 1
EndIf
If MINU > 5 Then MINU = 0
MINU = MINU*16 + DIV
BusOut WCONTROL,1,[MINU]
Return

SSEG:
DIV = (SEG//16) + 1
SEG = SEG/16
If DIV > 9 Then
    DIV = 0 : SEG = SEG + 1
EndIf
If SEG > 5 Then SEG = 0
SEG = SEG*16 + DIV
BusOut WCONTROL,0,[SEG]
Return

SDIA:
DIAS = DIAS + 1
If DIAS > 7 Then DIAS = 1
BusOut WCONTROL,3,[DIAS]
Return

SFECHA:
DIV = (DIAF//16) + 1
DIAF = DIAF/16
If DIV > 9 Then
    DIV = 0 : DIAF = DIAF + 1
EndIf
If DIAF > 3 Then DIAF = 0
DIAF = DIAF*16 + DIV
If DIAF > $31 Then DIAF = $01
BusOut WCONTROL,4,[DIAF]
Return

SMES:
DIV = (MES//16) + 1
MES = MES/16
If DIV > 9 Then
    DIV = 0 : MES = MES + 1
EndIf
If MES > 1 Then MES = 0
MES = MES*16 + DIV
If MES > $12 Then MES = $01
BusOut WCONTROL,5,[MES]
Return

SANO:
DIV = (ANO//16) + 1
ANO = ANO/16
If DIV > 9 Then
    DIV = 0 : ANO = ANO + 1
End If
If ANO > 9 Then ANO = 0
ANO = ANO*16 + DIV
If ANO > $99 Then ANO = $00
BusOut WCONTROL,6,[ANO]
Return

BHORA:
DIV = (HORA//16) - 1
HORA = HORA/16
If DIV > 9 Then
    DIV = 9 : HORA = HORA - 1
EndIf
If HORA > 2 Then HORA = 2
HORA = HORA*16 + DIV
If HORA > $23 Then HORA = $23
BusOut WCONTROL,2,[HORA]

```

```

Return

BMINU:
    DIV = (MINU//16) - 1
    MINU = MINU/16
    If DIV > 9 Then
        DIV = 9 : MINU = MINU - 1
    EndIf
    If MINU > 5 Then MINU = 5
    MINU = MINU*16 + DIV
    BusOut WCONTROL,1,[MINU]
    Return

BSEG:
    DIV = (SEG//16) - 1
    SEG = SEG/16
    If DIV > 9 Then
        DIV = 9 : SEG = SEG - 1
    EndIf
    If SEG > 5 Then SEG = 5
    SEG = SEG*16 + DIV
    BusOut WCONTROL,0,[SEG]
    Return

BDIA:
    DIAS = DIAS - 1
    If DIAS < 1 Then DIAS = 7
    BusOut WCONTROL,3,[DIAS]
    Return

BFECHA:
    DIV = (DIAF//16) - 1
    DIAF = DIAF/16
    If DIV > 9 Then
        DIV = 9 : DIAF = DIAF - 1
    EndIf
    If DIAF > 3 Then DIAF = 3
    DIAF = DIAF*16 + DIV
    If DIAF = $00 Then DIAF = $31
    If DIAF > $32 Then DIAF = $31
    BusOut WCONTROL,4,[DIAF]
    Return

BMES:
    DIV = (MES//16) - 1
    MES = MES/16
    If DIV > 9 Then
        DIV = 9 : MES = MES - 1
    EndIf
    If MES > 1 Then MES = 1
    MES = MES*16 + DIV
    If MES = $00 Then MES = $12
    If MES > $12 Then MES = $12
    BusOut WCONTROL,5,[MES]
    Return

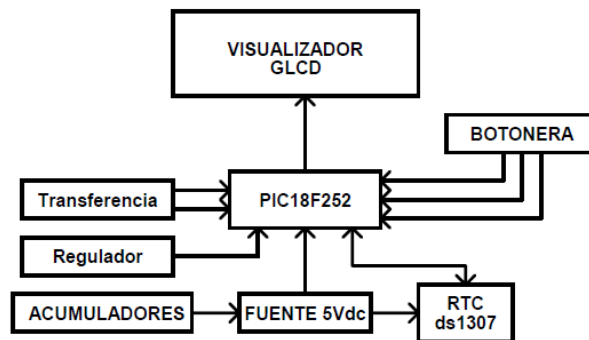
BANO:
    DIV = (ANO//16) - 1
    ANO = ANO/16
    If DIV > 9 Then
        DIV = 9 : ANO = ANO - 1
    EndIf
    If ANO > 9 Then ANO = 9
    ANO = ANO*16 + DIV
    If ANO > $99 Then ANO = $99
    BusOut WCONTROL,6,[ANO]
    Return

Include "FONT.INC"      'incluye los tipos de letras del GLCD

End

```

3.5.2. Diagrama de bloque del Visualizador general



Fuente: Los autores

Figura 3-86 Diagrama de bloque del Visualizador

3.6. Diseño y Construcción de un prototipo experimental fotovoltaico de 100W

Para el diseño y construcción del prototipo de sistema fotovoltaico de 100 W se aplicará las ecuaciones de la sección 2.1.1.2.

3.6.1. Dimensionamiento de Paneles

Usando la ecuación 2.1 se calcula el consumo diario de energía, considerando la potencia (100W), el factor de crecimiento de la demanda ($fc = 1,25$) y el número de horas de funcionamiento (4h/día).

$$C_d = P \times fc \times h \quad \text{ec 2.1}$$

$$C_d = 100W \times 1,25 \times 4h/día$$

$$C_d = 500 Wh/día$$

Este valor determina el consumo energético teórico, empleando la ecuación 2.2, y los parámetros de rendimiento de la ecuación 2.3 se obtiene el consumo energético real.

$$E = \frac{Et}{R} \quad \text{ec 2.2}$$

$$E = \frac{500 \text{ Wh/día}}{0,734}$$

$$E = 681,2 \text{ Wh}$$

Encontrada la energía real y aplicando la ecuación 2.4, donde el número de días de autonomía (N) es “1”, la profundidad de descarga de la batería es del 70% y la tensión nominal del acumulador (V) es de 12 Vdc, se define la capacidad del banco de baterías C (A·h) necesario para el sistema.

$$C = \frac{E \times N}{V \times P_d} \quad \text{ec 2.4}$$

$$C = \frac{681,2 \text{ Wh} \times 1}{12 \text{ VDC} \times 0,7}$$

$$C = 81 \text{ Ah}$$

Utilizando la tabla 2.1 donde explica el promedio de radiación solar en el Ecuador, y escogiendo el peor mes de radiación solar al año ($H=5335,71 \text{ KWh/m}^2$), se podrá encontrar las horas pico solar.

$$H (\text{Wh/m}^2) = I (1\text{KW} / \text{m}^2) \cdot \text{HPS} (\text{h})$$

$$\text{HPS} (\text{h}) = H * 10^{-3} (\text{h}) \quad \text{ec 2.5}$$

$$\text{HPS} (\text{h}) = 5,335\text{h}$$

Conocido los datos anteriores, con la ecuación 2.6 se encuentra el número de paneles que será necesario para el funcionamiento del sistema en mención.

$$Np = \frac{E}{0,9 \times Wp \times \text{HPS}} \quad \text{ec 2.6}$$

$$Np = \frac{681,2 \text{ Wh}}{0,9 \times 85 \text{ W} \times 5,335 \text{ h}}$$

$$Np = 1,67 \approx 2$$

Donde Wp (W) es la potencia pico de cada panel solar, cuyo valor es 85W, que es el disponible para la implementación.

Las características técnicas del panel de 85W, se encuentran en el Anexo I.

Cálculo de paneles en serie (Np_s). Se divide la tensión nominal del sistema para la tensión nominal de un módulo; como la tensión de alimentación de los paneles es de 12 VDC tenemos:

$$Np_s = \frac{V_n}{V_m} \quad ec \ 2.8$$

$$Np_s = \frac{12 \ VDC}{12 \ VDC}$$

$$Np_s = 1$$

Cálculo de paneles en paralelo (Np_p). Se divide el número de paneles necesarios (Np) para el número de paneles en serie (Np_s); como se observa en la ecuación 2.9

$$Np_p = \frac{Np}{Np_s} \quad ec \ 2.9$$

$$Np_p = \frac{2}{1}$$

$$Np_p = 2$$

El número total de paneles solares a instalarse será:

$$Np_{Total} = Np_s \times Np_p \quad ec \ 2.10$$

$$Np_{Total} = 1 \times 2$$

$$Np_{Total} = 2$$

Como comprobación del funcionamiento adecuado de los paneles propuestos, calcularemos el factor de utilización o cobertura solar del mes i (Fi) de la instalación.

Este factor es la relación entre la energía fotovoltaica disponible y la consumida.

$$F_i = \frac{\text{Energía Disponible}}{\text{Energía Consumida}} = \frac{Np_{Total} \times 0,9 \times Wp \times HPS_i}{E} \quad ec \ 2.11$$

Los resultados obtenidos a partir de la ecuación 2.11, se muestran a continuación:

Provincias	Meses del año												Media
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Pichincha	1,280240752	1,41500294	1,28024075	1,40751615	1,44495009	1,19842085	1,52730476	1,61714621	1,52088751	1,53291985	1,39254257	1,4374633	1,42121964

Fuente: Los autores

Tabla 3-2 Cobertura Solar de utilización de la instalación de 100W

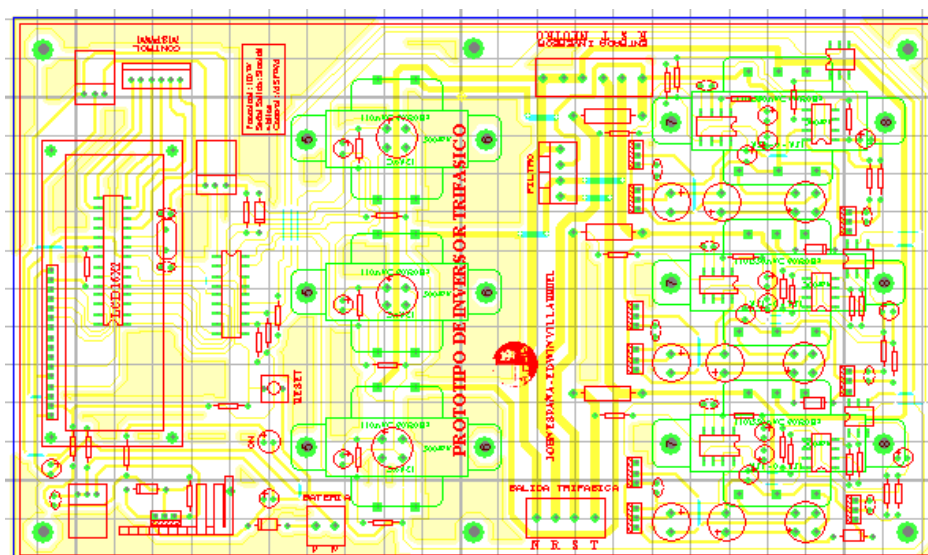
Como podemos comprobar cumplimos plenamente con la demanda energética necesaria durante los meses del año, logrando un factor de cobertura medio anual de 142 %.

3.6.2. Diseño y Construcción del Inversor trifásico de 100W

Para comprobación de los diseños y de los programas de los microcontroladores expuestos en la sección 3.1 se implementarán el circuito de control y protecciones tal como las fijadas en esa sección; los programas serán cargados mediante la programadora de PIC's PICKit2 V2.61. Sólo se cambiará el dimensionamiento de la etapa de potencia a la acordada para el prototipo didáctico de 100W.

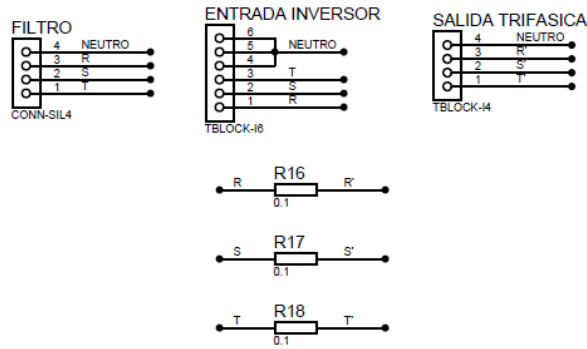
3.6.2.1. Etapa de control y protección del inversor

En esta etapa, los diseños de control y de protecciones del inversor serán los referidos en la sección 3.1.6. y 3.1.8. para la realización de la tarjeta electrónica.



Fuente: Los autores, Ruteado en ARES Professional 7.7 SP2, 2009

Figura 3-87 Tarjeta de control y de protecciones del inversor trifásico



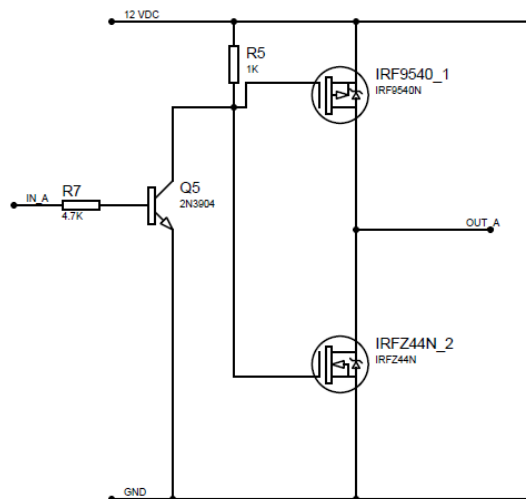
Fuente: Los autores

Figura 3-88 Entradas y Salidas de la Tarjeta de control del inversor trifásico

3.6.2.2. Etapa de Potencia

Como se va usar tres inversores monofásicos para formar uno trifásico; para la corriente baja a manejar por cada inversor, se ha optado por el diseño del inversor monofásico con mosfet de canal N y P para la generación del PWM respectivo.

El semipunto se formará por el mosfet tipo p IRF9540N (anexo J) y el IRFZ44N (anexo K) de canal n de las mismas características técnicas¹²⁶, lo cual estará establecido de la siguiente manera:



Fuente: Los autores

Figura 3-89 Semipunto formado por mosfet de canal N y P

¹²⁶ Estos mosfet son los existentes en el mercado local, habiendo otros de mejores características pero se los adquiere únicamente bajo pedido de importación.

Como se observa en la figura 3-89, nos valemos de las características de conmutación de cada tipo de mosfet (n y p) para mayor facilidad en los respectivos disparos. Los mosfet saturan cuando el voltaje gate-fuente (VGS) supere cierto valor de conmutación (entre 4 a 20Vdc para canal n y para canal p son los mismos valores pero negativos), es decir; en la configuración de la figura 3-89 el mosfet de canal n saturará con 12 Vdc mientras el de canal p saturará con 0 Vdc, ambos casos dirigidos respecto a tierra (GND).

De igual forma como todo dispositivo de conmutación, estos mosfet deberán estar protegidos con una red snubber RDC como se indica en el diseño del inversor de 5KW.

La red Snubber RCD para protección del apagado del Mosfet IRF9540N será como en el ítems 3.1.4.1.1.

- Capacitor Snubber

$$C_s \geq \frac{I_L \cdot t_f}{2 \cdot V_{DC}}$$

$$C_s \geq \frac{12A \times 51ns}{2 \times 12VDC}$$

$$C_s \geq 12,75nF$$

$$C_s \geq 0,1 \mu F$$

- Resistencia Snubber
 - ✓ Resistencia Mínima

$$R_s \geq \frac{V_D}{I_M - I_L}$$

$$R_s \geq \frac{13,8Vdc}{23A - 12A}$$

$$R_s \geq 1,25\Omega$$

- ✓ Resistencia Máxima:

$$R_s < \frac{T_{ON(min)}}{5 \cdot C_s}$$

$$R_s < \frac{1 \times 10^{-4}s}{5 \times 0,1\mu F}$$

$$R_s < 200\Omega$$

Por lo tanto R_S debe estar entre:

$$1,25\Omega \leq R_S < 200\Omega$$

$$R_S = 100\Omega$$

Potencia de la R_S :

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \cdot C_S \cdot V_D^2 \cdot f$$

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \times 0,1\mu F \times 13,8V_{dc}^2 \times 250Hz$$

$$P_{RS} = 0,0023 W \approx \frac{1}{4} W$$

Del mismo modo la red Snubber RCD para protección del apagado del Mosfet IRFZ44N será:

- Capacitor Snubber

$$C_S \geq \frac{I_L \cdot t_f}{2 \cdot V_{DC}}$$

$$C_S \geq \frac{12A \times 45ns}{2 \times 12VDC}$$

$$C_S \geq 11,25nF$$

$$C_S \geq 0,1 \mu F$$

- Resistencia Snubber
 - ✓ Resistencia Mínima

$$R_S \geq \frac{V_D}{I_M - I_L}$$

$$R_S \geq \frac{13,8V_{dc}}{49A - 12A}$$

$$R_S \geq 0,37\Omega$$

- ✓ Resistencia Máxima:

$$R_S < \frac{T_{ON(min)}}{5 \cdot C_S}$$

$$R_S < \frac{1 \times 10^{-4}s}{5 \times 0,1\mu F}$$

$$R_S < 200\Omega$$

Por lo tanto R_S debe estar entre:

$$0,37\Omega \leq R_S < 200\Omega$$

$$R_S = 100\Omega$$

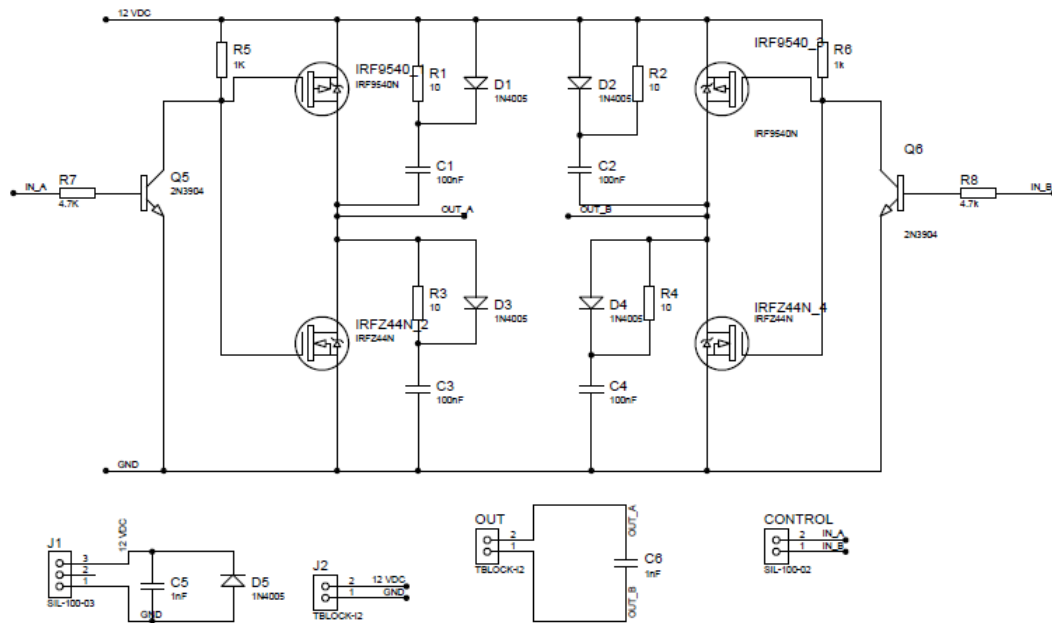
Potencia de la R_S :

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \cdot C_S \cdot V_D^2 \cdot f$$

$$P_{RS} = \frac{1}{2} \times 0,1\mu F \times 13,8V_{dc}^2 \times 250Hz$$

$$P_{RS} = 0,0023 W \approx \frac{1}{4} W$$

Como la característica de ambos mosfet son parecidas, la red snubber RCD son iguales, por lo tanto; el circuito de potencia quedaría expuesto de la siguiente forma:



Fuente: Los autores

Figura 3-90 Circuito de Potencia del inversor trifásico de 100W. Fase R

Se debe calcular el disipador de calor para estos elementos:

Como el mosfet de canal p deberá disipar más potencia que el mosfet de canal n, esto es debido a que su resistencia drenaje-fuente (R_{DS}) es mayor, por tanto se calculará el disipador con los datos técnicos de este mosfet (IRF9540N) ver anexo J.

De la hoja de datos técnicos del Mosfet IRF9540N obtenemos los parámetros de acuerdo a lo especificado.

$$P_{AVE} : 20 \text{ W (Curva } V_{CE} \text{ vs } I_C)$$

$$R_{\theta JC} : 1,1 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

$$R_{\theta CS} : 0,5 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

$$T_J : 175 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_S : 125 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura de juntura de trabajo es:

$$T_J = T_{Jm\acute{a}x} \cdot k$$

$$T_J = 175^\circ\text{C} \times 0,6$$

$$T_J = 105^\circ\text{C}$$

Por tanto nuestra incongnita será $R_{\theta SA}$:

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

Despejando,

$$R_{\theta SA} = \frac{T_J - T_A}{P_{AVE}} - (R_{\theta JC} + R_{\theta CS})$$

Para calcular el tamaño del disipador asumiremos una temperatura ambiente de 45°C .

$$R_{\theta SA} = \frac{105^\circ\text{C} - 45^\circ\text{C}}{20\text{W}} - \left(1,1 \frac{^\circ\text{C}}{\text{W}} + 0,5 \frac{^\circ\text{C}}{\text{W}}\right)$$

$$R_{\theta SA} = 1,4 \frac{^\circ\text{C}}{\text{W}}$$

Para el inversor monofásico se usarán 4 elementos por disipador entonces:

$$R_{\theta SA}(n \text{ elementos}) = \frac{R_{\theta SA}(1 \text{ elemento})}{n}$$

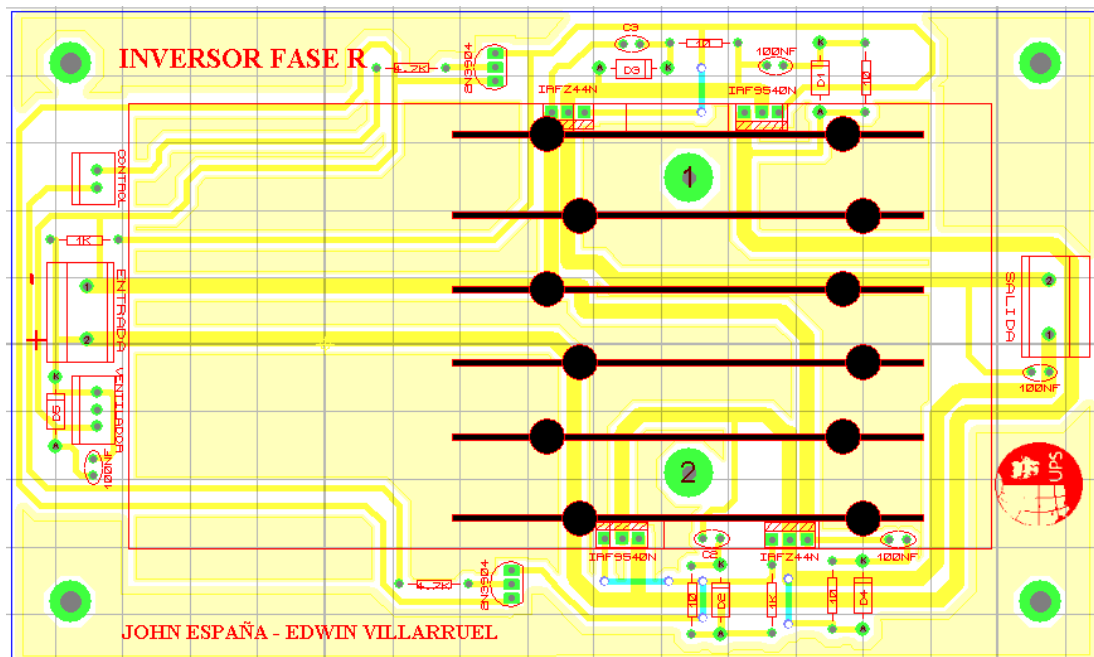
Lo que conlleva a:

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = \frac{1,4 \text{ } ^\circ\text{C/W}}{4}$$

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = 0,35 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

Con este dato de resistencia disipador-ambiente buscamos en las hojas técnicas de fabricantes de disipadores la mejor opción de disipador para nuestro caso.

Conocido todos los parámetros de diseño de nuestra etapa de potencia (MSPWM), el diseño de la tarjeta quedaría de la siguiente manera:



Fuente: Los autores, Ruteado en ARES Professional 7.7 SP2, 2009

Figura 3-91 Tarjeta de Potencia. Inversor monofásico fase R

El diseño de la tarjeta de potencia de la figura anterior es el utilizado para cada inversor monofásico (R, S y T) respectivamente para formar el inversor trifásico.

3.6.2.2.1. Diseño del Transformador y Etapa de Filtrado de la fundamental

En el caso de transformadores monofásicos, se expondrá aquí un algoritmo de cálculo basado en el modelo simplificado correspondiente al transformador ideal. Las etapas del proceso serán en este caso¹²⁷:

$$S_b = 1,25 \times \sqrt{P} \quad \text{ec 3.20}$$

Donde:

¹²⁷ Ing. ROBAYO, Ramiro, Electrónica de Potencia, Apuntes en clases, Universidad Politécnica Salesiana Campus Kennedy, Quito, 2010

Sb : Sección en cm^2 del transformador

P : Potencia del transformador

1,25: factor para núcleos de hierro

Así de esta manera conocida la potencia del transformador se puede calcular la sección dada de diseño de las chapas:

$$P_{fase} = \frac{P_{carga} \times f_{crecimiento}}{\sqrt{3}} \quad ec \ 3.21$$

$$P_{fase} = \frac{100 \text{ W} \times 1,25}{\sqrt{3}}$$

$$P_{fase} = 72 \text{ W}$$

Reemplazando en la ecuación:

$$Sb = 1,25 \times \sqrt{72}$$

$$Sb = 10,6 \text{ cm}^2$$

Conocida la sección del transformador se calcula los números de vueltas de las bobinas tanto del primario como del secundario:

$$\eta p = Vp \times \frac{es}{v} \quad ec \ 3.22$$

$$\eta s = Vs \times es/v$$

$$es/v = \frac{38}{0,9 \times Sb}$$

Donde:

ηp : número de vueltas del primario

ηs : numero de vueltas del secundario

Vp : Voltaje del primario

Vs : Voltaje del del secundario

es/v : espiras por vueltas

0,9: rendimiento del transformador

Numero de vueltas del primario:

$$\eta p = Vp \times \frac{38}{0,9 \times Sb} \quad \text{ec 3.23}$$

$$\eta p = 13,8 V_{pico} \times \frac{38}{0,9 \times 10,6}$$

$$\eta p = 54 \text{ vueltas}$$

Numero de vueltas del secundario:

$$\eta s = Vs \times \frac{38}{0,9 \times Sb}$$

$$\eta s = (130V_{rms} \times \sqrt{2}) \times \frac{38}{0,9 \times 10,6}$$

$$\eta s = 732 \text{ vueltas}$$

Para seleccionar el calibre del conductor establecemos lo siguiente:

$$\begin{array}{ll} I_p = \frac{P}{V_p} & I_s = \frac{P}{V_s} \\ I_p = \frac{72 \text{ W}}{13,8 V_{dc} \times 0,5} & I_s = \frac{72 \text{ W}}{130V_{rms}} \\ I_p = 10,43 \text{ A} & I_s = 0,55 \text{ A} \end{array}$$

Dadas las corrientes del primario y secundario respectivamente, buscamos el conductor ideal en la tabla de conductores esmaltados, que en estos casos sería:

Calibre del conductor primario = 14 AWG

Calibre del conductor secundario = 26 AWG

Esta forma de calcular nos da una idea para el diseño del transformador para nuestro proyecto demostrativo. Se usará un programa para cálculo simplificado de transformadores de acuerdo con los datos de corrientes y voltajes anteriormente encontrados para nuestro diseño de 100 W.



Fuente: Rivas, Roberto, 2006

Figura 3-92 Programa para el cálculo de transformadores

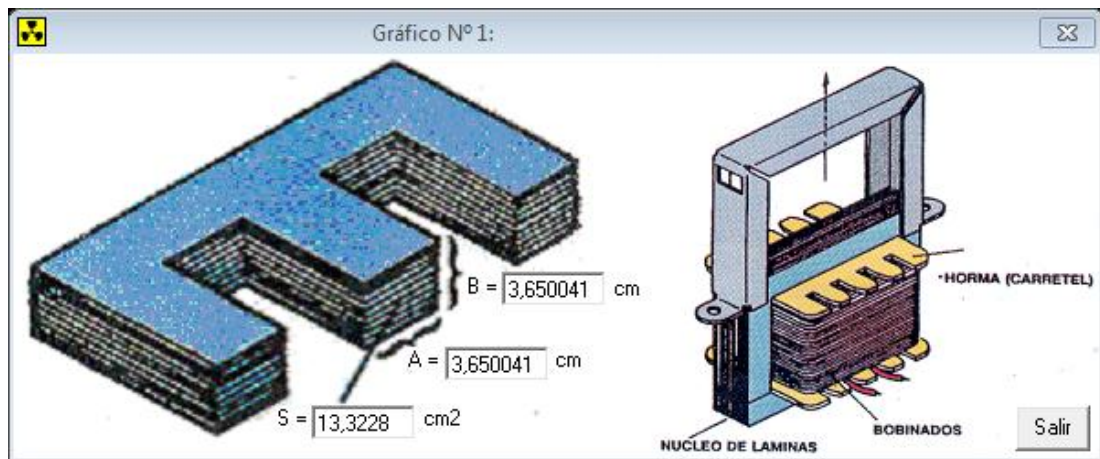
Se ingresa los datos de frecuencia, voltaje 1, voltaje 2 y corriente 2; arrojando los siguientes resultados:

Dimensiones del Núcleo y Potencia del Transformador			
P:	110.92	VA	
S:	13.3228	cm²	
L:	3.650041	cm	

Bobinado Primario		Bobinado Secundario	
V1:	13.8 V	V2:	188 V
N1:	39,23554 esp	N2:	534,5132 esp
I1:	8,037681 A	I2:	0,59 A
S1:	2,679227 mm²	S2:	0,1966667 mm²
SN1:	3,31 mm²	SN2:	0,2 mm²
D1:	2,053 mm	D2:	0,5106 mm
AWG 1:	12	AWG 2:	24

Fuente: Rivas, Roberto, 2006

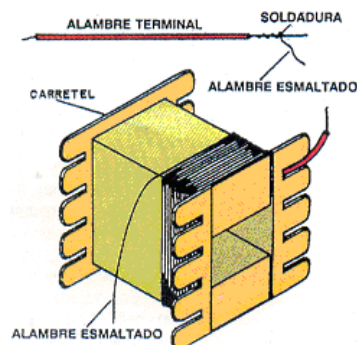
Figura 3-93 Resultados del cálculo del transformador



Fuente: Rivas, Roberto, 2006

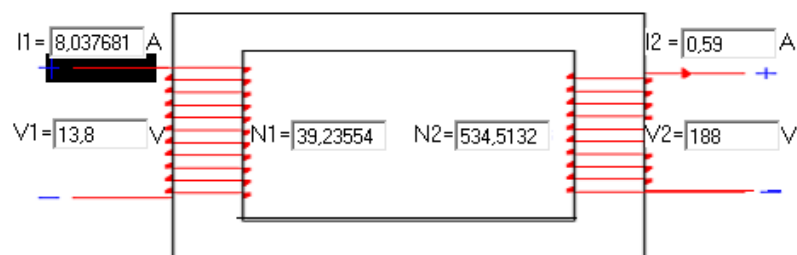
Figura 3-94 Sección de las chapas del transformador

Las chapas deberán entrar ajustadamente y contra enchapadas en el carrete donde va el bobinado primario y secundario, los cuales de preferencia para mejorar las señales de salidas deberán, aparte de estar aislados entre ellos y de estar uno encima de otro; ambos deberán estar lo más cercanos al núcleo de hierro, por tanto se deberá bobinar en la mitad del carrete cada bobinado.



Fuente: Rivas, Roberto, 2006

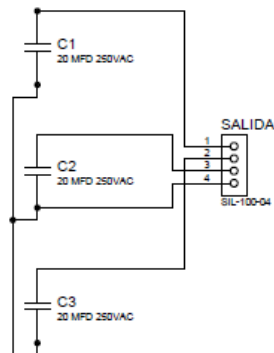
Figura 3-95 Bobinado del transformador



Fuente: Rivas, Roberto, 2006

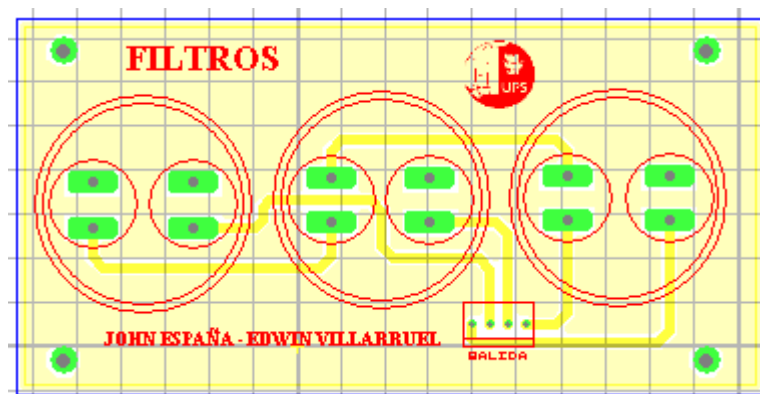
Figura 3-96 Datos para el diseño del transformador

Como ya se calculó el filtrado de la fundamental en la sección 3.1.7.1. se tomará los mismos valores de capacitancia de 20uF para cada fase.



Fuente: Los autores

Figura 3-97 Circuito de Filtrado



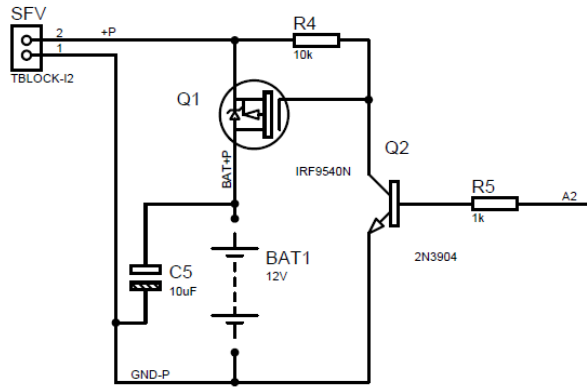
Fuente: Los autores, Ruteado en ARES Professional 7.7 SP2, 2009

Figura 3-98 Tarjeta de Filtrado de la fundamental

3.6.3. Diseño y Construcción de un Regulador de carga de 100W

El diseño del regulador de carga se basa en el mismo principio explicado en el numeral 3.2. en la que solo se cambia la potencia del mismo.

Entonces la etapa de potencia on/off se lo hará con el mosfet de canal p IRF9540N de la siguiente manera.



Fuente: Los autores

Figura 3-99 Circuito de Potencia del Regulador de carga de 100 W

Este mosfet deberá contar con un disipador de calor, calculado a continuación:

De la hoja de datos técnicos del Mosfet IRF9540N (anexo J) obtenemos los parámetros de acuerdo a lo especificado.

$$P_{AVE} : 20 \text{ W (Curva } V_{CE} \text{ vs } I_C)$$

$$R_{\theta JC} : 1,1 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

$$R_{\theta CS} : 0,5 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

$$T_J : 175 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_S : 125 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura de juntura de trabajo es:

$$T_J = T_{Jm\acute{a}x} \cdot k$$

$$T_J = 175^\circ\text{C} \times 0,6$$

$$T_J = 105^\circ\text{C}$$

Por tanto nuestra incongnita será $R_{\theta SA}$:

$$P_{AVE} = \frac{T_J - T_A}{R_{\theta JC} + R_{\theta CS} + R_{\theta SA}}$$

Despejando,

$$R_{\theta SA} = \frac{T_J - T_A}{P_{AVE}} - (R_{\theta JC} + R_{\theta CS})$$

$$R_{\theta_{SA}} = \frac{105^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}}{20W} - \left(1,1 \frac{^{\circ}\text{C}}{W} + 0,5 \frac{^{\circ}\text{C}}{W}\right)$$

$$R_{\theta_{SA}} = 1,4 \frac{^{\circ}\text{C}}{W}$$

Por todo lo demás, de la parte de control del Regulador de Carga se mantiene con los mismos valores para cada elemento electrónico antes diseñado en el numeral 3.2.2. Así la tarjeta del regulador quedará de la siguiente manera:

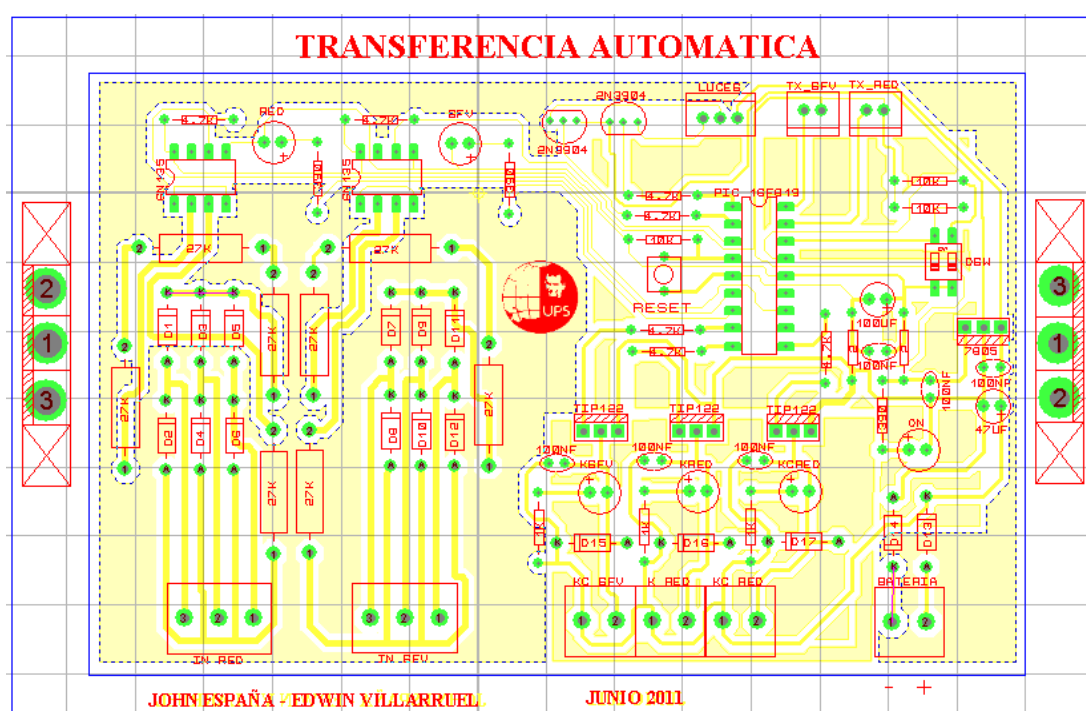


Se cargará el programa dado para el microcontrolador en la sección 3.2.2.1. con la programadora de PIC`s PICKit2 V2.61.

3.6.3. Diseño y Construcción de una Transferencia automática

La transferencia automática no contiene dispositivos de potencia, por lo que se mantiene el mismo diseño de la sección 3.3.2. para cualquier potencia de sistema fotovoltaico.

El programa del microcontrolador del numeral 3.3.2.1. se lo cargará con la programadora PICKit2 V2.61; de esta manera la tarjeta de la transferencia automática quedará así:



Fuente: Los autores, Ruteado en ARES Professional 7.7 SP2, 2009

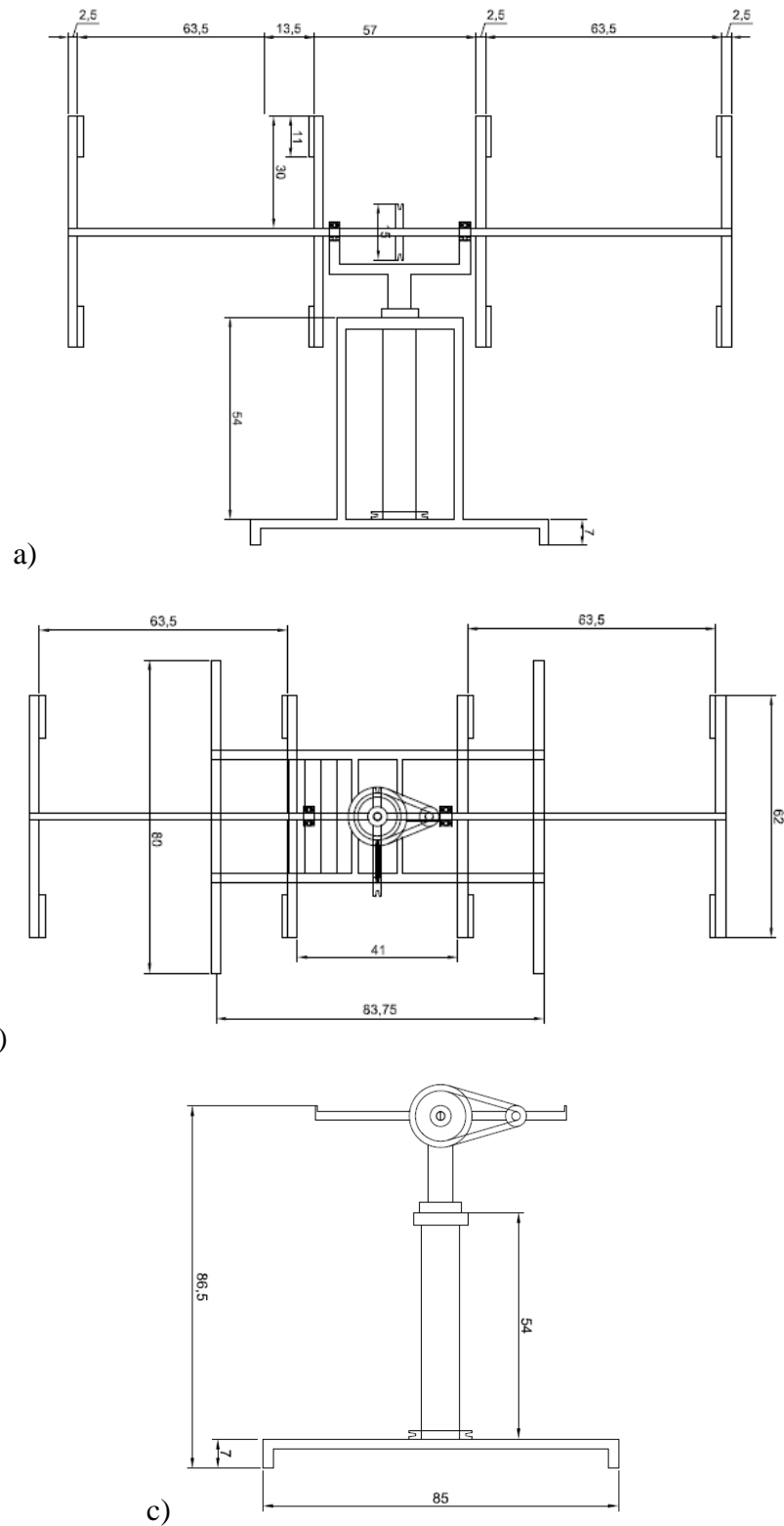
Figura 3-101 Tarjeta electrónica de la Transferencia automática

3.6.5. Diseño del seguidor solar de 2 ejes para 100 W

3.6.5.1. Estructura

El diseño del seguidor solar, está compuesto de una estructura metálica en la cual descansan los paneles solares, los cuales se encargan de cargar la batería para almacenar energía, además constan de dos motorreductores de corriente continua.

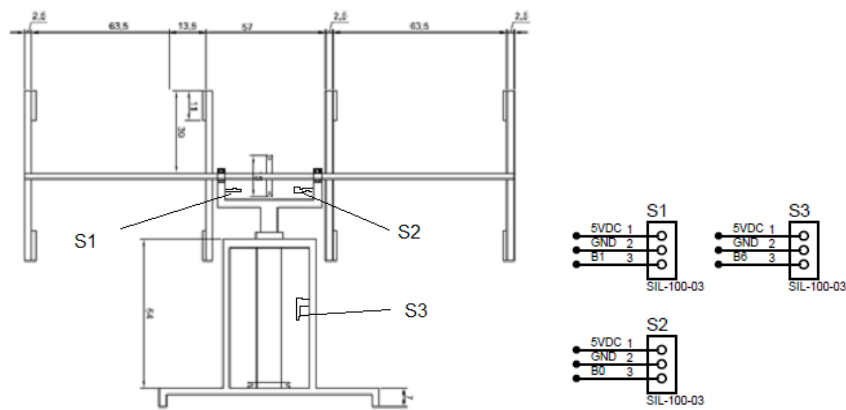
Dichos motores permiten el movimiento en los dos sentidos tanto cenital como azimutal.



Fuente: Los autores

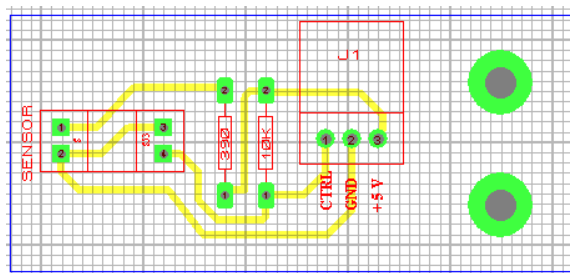
Figura 3-102 Estructura del seguidor Solar de 100W. a) Vista frontal, b) Vista superior, c) Vista lateral. Medidas en cm

Acoplado a la estructura están distribuidos 3 sensores en “U” acoplados para sensar pivotes salientes en cada eje de movimiento (figura 3-103), el S3 impide que el eje azimuthal gire más allá de 360° para evitar el enredo de los conductores, el S2 sensa los pivotes del eje cenital el cual deberá mantenerse entre 5° y 90°, y por último el S1 se encargará de sensar la inclinación del eje cenital, indicando cuando ésta supere los 50° aproximadamente para de esta forma regular la velocidad del motor cenital debido al peso cambiante de los paneles durante su inclinación debido al equilibrio de los mismos.



Fuente: Los autores

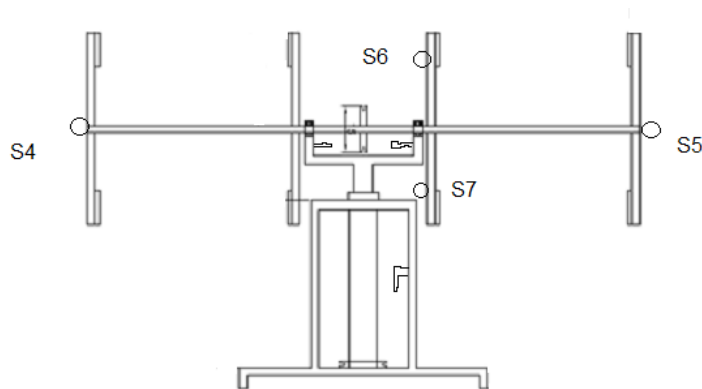
Figura 3-103 Posicionamiento de los sensores auxiliares para el movimiento



Fuente: Los autores, Ruteado en ARES Professional 7.7 SP2, 2009

Figura 3-104 Tarjeta electrónica para los sensores auxiliares

Los sensores de captación de luz solar cumplirán la misma función ya explicada en el numeral 3.4.2. Se los instalarán cruzados de la misma manera como se indicó en la figura 3-71.



Fuente: Los autores

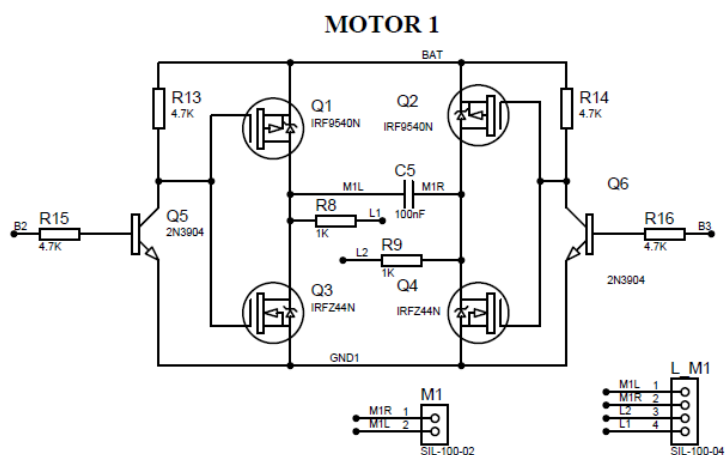
Figura 3-105 Sensores de captación de luz

Los sensores S4 y S5 se encargarán del movimiento azimuthal, mientras que el S6 y S7 del movimiento cenital.

3.6.5.2. Control de los motorreductores de

El prototipo de éste seguidor solar está construido con motores de DC, cuyo control será on/off con inversión de giro mediante “puente H”, el cual consta de circuitos con transistores MOSFET de canal n y p.

Se usará el mismo diseño de potencia que el utilizado en el inversor de la figura 3-89. Tendrá el mismo principio de inversión de giro, pero recalculemos los disipadores de calor debido a que la potencia disipada por estos semiconductores será menor.



$$R_{\theta SA} = \frac{105^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}}{4W} - \left(1,1 \frac{^{\circ}\text{C}}{W} + 0,5 \frac{^{\circ}\text{C}}{W}\right)$$

$$R_{\theta SA} = 13,4 \frac{^{\circ}\text{C}}{W}$$

Para el puente H se usarán 2 elementos por disipador entonces:

$$R_{\theta SA}(n \text{ elementos}) = \frac{R_{\theta SA}(1 \text{ elemento})}{n}$$

Lo que conlleva a:

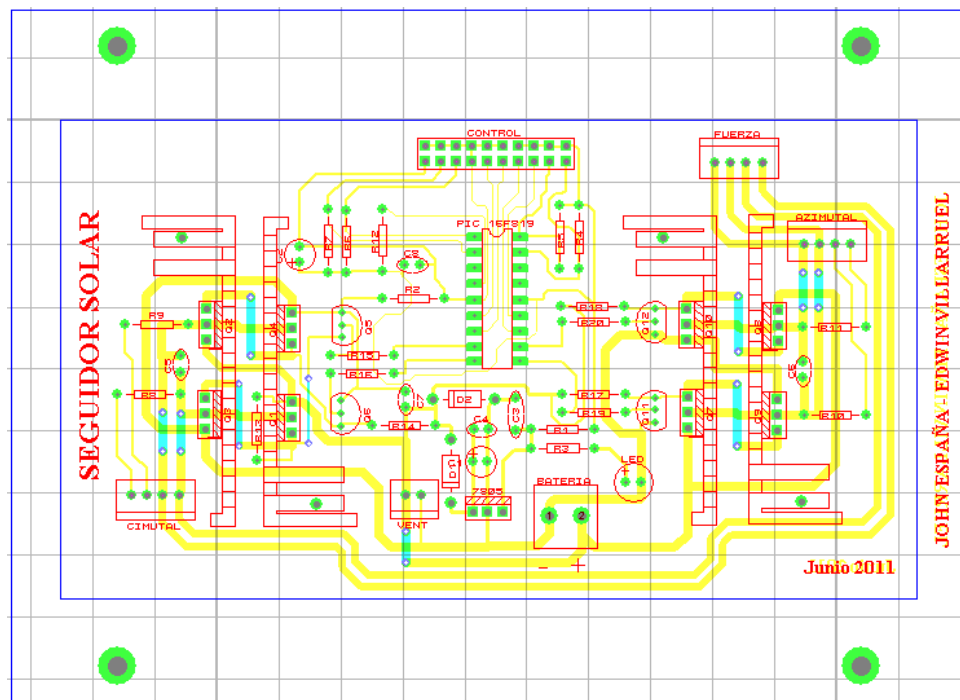
$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = \frac{13,4 \text{ } ^{\circ}\text{C}/W}{2}$$

$$R_{\theta SA}(2 \text{ elementos}) = 6,7 \text{ } ^{\circ}\text{C}/W$$

3.6.5.3. Tarjeta de Control del Seguidor solar

Una vez diseñado el control de potencia para los motores del seguidor solar, se utiliza el mismo diseño que el explicado en el numeral 3.4.2.

De esta manera la tarjeta de control quedará de la siguiente forma:



Fuente: Los autores, Ruteado en ARES Professional 7.7 SP2, 2009

Figura 3-107 Tarjeta de Control del Seguidor Solar 100W

3.6.6. Visualizador General para el diseño experimental de 100W

Figura 3-108 Tarjeta del Visualizador general

262

CAPITULO IV: Análisis de Resultados

4.1 Protocolo de pruebas del Sistema fotovoltaico experimental de 100W

		PROTOCOLO DE PRUEBAS		1/5			
FECHA: 7- Sept - 2011		Lugar: Quito		Hora: 19h00			
Parámetros ambientales							
Temperatura ambiente: <u>25</u> °C							
Humedad Relativa: <u>80</u> %							
Clima : Normal(<u>x</u>) Lluvioso (___) Soleado(____)							
Equipos de Medida a utilizarse							
		Marca	Modelo	Observaciones			
Medidor de Campo	(___)	FLUKE	43B	Analizador de señales			
Pinza Amperimetrica	(<u>x</u>)						
Voltímetro	(<u>x</u>)						
Sistema Prioritario							
		G. Electrógeno	S.F.V.				
Grupo Electrógeno	(___)	V out: (<u>127</u>)V	V out: (<u>121</u>)V				
Sistema Fotovoltaico	(<u>x</u>)	Frecuencia(<u>60</u>)Hz	Frecuencia(<u>60.8</u>)Hz				
Batería							
Topología :	Serie (___)und	Paralelo (___)und	Total bat. (<u>1</u>)und				
TIPO DE BATERIA		Pb ácido	VRLA	AGM			
Modelo:							
Capacidad (Ah/20):		(<u>85</u>) Ah	(<u> </u>) Ah	(____) Ah			
Voltaje:		(<u>12</u>) V	(<u> </u>) V	(____) V			
(PD = _____ %):		(<u>NR</u>) Ciclos	(<u> </u>) Ciclos	(____) Ciclos			
Peso : 37 Kgs		Peso: (<u>35</u>) kg.	(<u> </u>) kg.	(____) kg.			
Voltaje mín. (Bat.descargada)		(<u>11,6</u>) V	(<u> </u>) V	(____) V			
Inversor							
Topología:		Monofásico(____)		Trifásico (<u>x</u>)			
		V _{F-N} : (____) Vac		V _{f_{R-N}} : (<u>129</u>) Vac			
		V _{F-T} : (____) Vac		V _{f_{S-N}} : (<u>129</u>) Vac			
				V _{f_{T-N}} : (<u>130</u>) Vac			
				V _{f_{R-S}} : (<u>241</u>) Vac			
				V _{f_{S-T}} : (<u>240</u>) Vac			
				V _{f_{T-R}} : (<u>240</u>) Vac			
Voltaje de salida del inversor							
En vacío		Media carga		Plena carga		Sobrecarga	
1Ø	3Ø	1Ø	3Ø	1Ø	3Ø	1Ø	3Ø
V _{F-N} (___)	V _{f_{R-N}} : (___)	V _{F-N} (___)	V _{f_{R-N}} : (<u>120</u>)	V _{F-N} (___)	V _{f_{R-N}} : (<u>115</u>)	V _{F-N} (___)	V _{f_{R-N}} : (<u>100</u>)
V _{F-N} (___)	V _{f_{S-N}} : (___)		V _{f_{S-N}} : (<u>121</u>)		V _{f_{S-N}} : (<u>117</u>)		V _{f_{S-N}} : (<u>100</u>)
	V _{f_{T-N}} : (___)		V _{f_{T-N}} : (<u>120</u>)		V _{f_{T-N}} : (<u>115</u>)		V _{f_{T-N}} : (<u>100</u>)
	V _{f_{R-S}} : (___)		V _{f_{R-S}} : (<u>221</u>)		V _{f_{R-S}} : (<u>218</u>)		V _{f_{R-S}} : (<u>190</u>)
	V _{f_{S-T}} : (___)		V _{f_{S-T}} : (<u>221</u>)		V _{f_{S-T}} : (<u>218</u>)		V _{f_{S-T}} : (<u>190</u>)
	V _{f_{T-R}} : (___)		V _{f_{T-R}} : (<u>220</u>)		V _{f_{T-R}} : (<u>219</u>)		V _{f_{T-R}} : (<u>190</u>)

Paneles Solares			
# paneles: (<u>2</u>)und	Pot/panel (<u>85</u>)W	I _{sistema} (<u>10,04</u>) A	V _{Sistema} (<u>12</u>)Vdc
Serie (<u>0</u>)und	Paralelo (<u>2</u>)und		

		PROTOCOLO DE PRUEBAS		2/5	
FECHA: 7 – Sept – 2011		Lugar: Quito		Hora: 19h00	
Parámetros ambientales					
Temperatura ambiente: <u>25</u> °C					
Humedad Relativa: <u>80</u> %					
Clima : Normal(<u>x</u>) Lluvioso (___) Soleado(___)					
Equipos de Medida a utilizarse					
		Marca	Modelo	Observaciones	
Medidor de Campo	(___)	FLUKE	43B	Analizador de señales	
Pinza Amperimetrica	(<u>x</u>)				
Voltímetro	(<u>x</u>)				
Fallas del inversor					
En vacío				Con Carga	
1Ø		3Ø		1Ø	3Ø
Falta de fase		Falta de fase		F _{ase} : (____)%carga	f _R : (<u>35</u>) %carga f _S : (<u>35</u>) %carga f _T : (<u>35</u>) %carga
SI	NO	SI	NO		
		f _R			
		f _S f _T			
Comentarios:					
Responsables: Los autores					
Nombre:		Nombre:		Nombre:	
Firma:		Firma:		Firma:	

		PROTOCOLO DE PRUEBAS				3/5			
FECHA: 7 – Sept – 2011			Lugar: Quito			Hora: 19h00			
Parámetros ambientales									
Temperatura ambiente: <u>25</u> °C									
Humedad Relativa: <u>80</u> %									
Clima : Normal(<u>x</u>) Lluvioso (___) Soleado(___)									
Equipos de Medida a utilizarse									
Medidor de Campo (___) Pinza Amperimétrica (<u>x</u>) Voltímetro (<u>x</u>)			Marca		Modelo		Observaciones		
			FLUKE		43B		Analizador de señales		
Transferencia Automática									
	Dip-switch (00)		Dip-switch (01)		Dip-switch (10)		Dip-switch (11)		
	On	Off	On	Off	On	Off	On	Off	
Led RED	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(<u>x</u>)	(___)	
Led SFV	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(<u>x</u>)	(___)	
Luz RED	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(<u>x</u>)	(___)	
Luz SFV	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(<u>x</u>)	(___)	
K_RED	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(<u>x</u>)	(___)	
K_SFV	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	
K_CARGA	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(<u>x</u>)	(___)	
Visualización	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	
Falta de fase RED	On	Off	On	Off	On	Off	On	Off	
Fase L1	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	
Fase L2	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	
Fase L3	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	
Falta de fase SFV	On	Off	On	Off	On	Off	On	Off	
Fase R	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	
Fase S	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	
Fase T	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	
Comentarios:									
Responsables: Los autores									
Nombre:			Nombre:			Nombre:			
Firma:			Firma:			Firma:			

	PROTOCOLO DE PRUEBAS				4/5	
FECHA: 7 – Sept – 2011		Lugar: Quito		Hora: 19h00		
Parámetros ambientales						
Temperatura ambiente: <u>25</u> °C						
Humedad Relativa: <u>80</u> %						
Clima : Normal(<u>x</u>) Lluvioso (___) Soleado(___)						
Equipos de Medida a utilizarse						
		Marca		Modelo		Observaciones
Medidor de Campo (___)		FLUKE		43B		Analizador de señales
Pinza Amperimétrica (<u>x</u>)						
Voltímetro (<u>x</u>)						
Regulador de Carga						
	Volt _{max} (>13,8)		Volt _{trab} (12,6 – 13,8)		Volt _{min} (<11,4)	
	On	Off	On	Off	On	Off
Led Roja	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)
Led Naranja	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)
Led Verde	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(<u>x</u>)
Observaciones: (Escribir el valor de visualización)						
Visualización Display		<u>12,4</u> Vdc.				
Visualización LCD		<u>12,4</u> Vdc.				
Voltaje Zener		<u>2,81</u> Vdc. (2.8Vdc)				
Comentarios:						
Responsables: Los autores						
Nombre:		Nombre:		Nombre:		
Firma:		Firma:		Firma:		

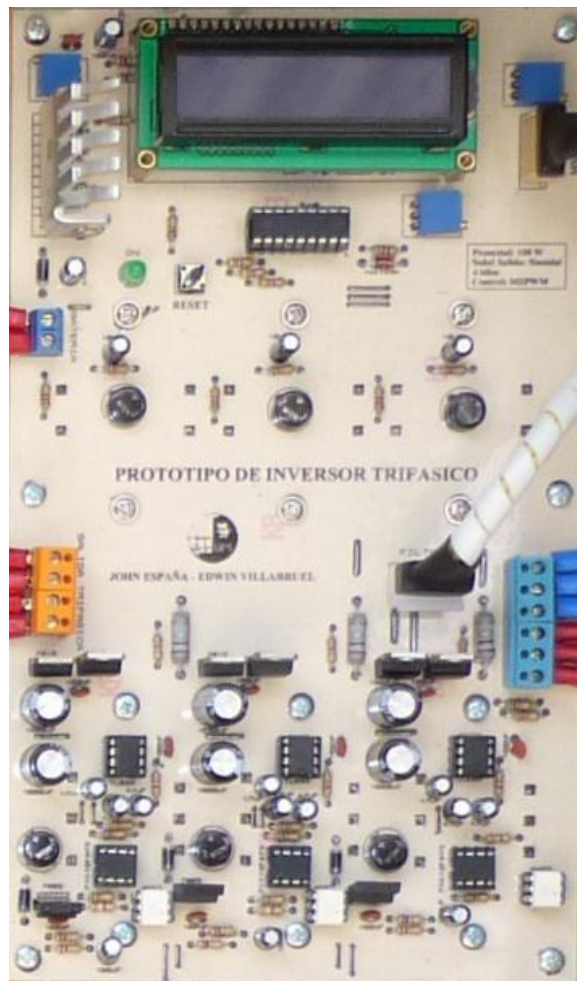
	PROTOCOLO DE PRUEBAS				5/5	
FECHA: 7 – Sept – 2011		Lugar: Quito		Hora: 19h00		
Parámetros ambientales						
Temperatura ambiente: <u>25</u> °C						
Humedad Relativa: <u>80</u> %						
Clima : Normal(<u>x</u>) Lluvioso (___) Soleado(___)						
Equipos de Medida a utilizarse						
			Marca	Modelo	Observaciones	
Medidor de Campo (___)			FLUKE	43B	Analizador de señales	
Pinza Amperimétrica (<u>x</u>)						
Voltímetro (<u>x</u>)						
Seguidor Solar						
	S ₁		S ₂		S ₃	
	On	Off	On	Off	On	Off
Movimiento Azimutal	(___)	(___)	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)
Movimiento Cenital	(___)	(___)	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(___)
Sensor 90°	(<u>x</u>)	(___)	(___)	(___)	(___)	(___)
Comentarios:						
Responsables: Los autores						
Nombre:		Nombre:		Nombre:		
Firma:		Firma:		Firma:		

4.2. Resultados obtenidos

4.2.1. Tarjetas electrónicas

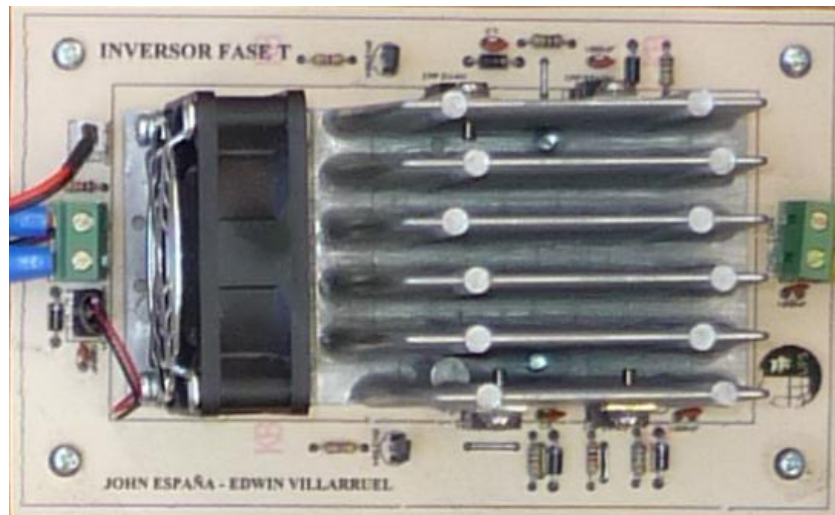
A continuación se presentan las tarjetas físicas del diseño didáctico de sistema fotovoltaico de 100W

- ✓ Prototipo de Inversor Trifásico de 100W



Fuente: Los autores

Figura 4-1 Tarjeta de Control trifásico MSPWM y protecciones



Fuente: Los autores

Figura 4-2 Tarjeta de Potencia del Inversor Trifásico, fase T



Fuente: Los autores

Figura 4-3 Transformadores monofásicos de 100 VA, etapa de elevadora de Potencia



Fuente: Los autores

Figura 4-4 Tarjeta de Filtros trifásicos, etapa de Potencia

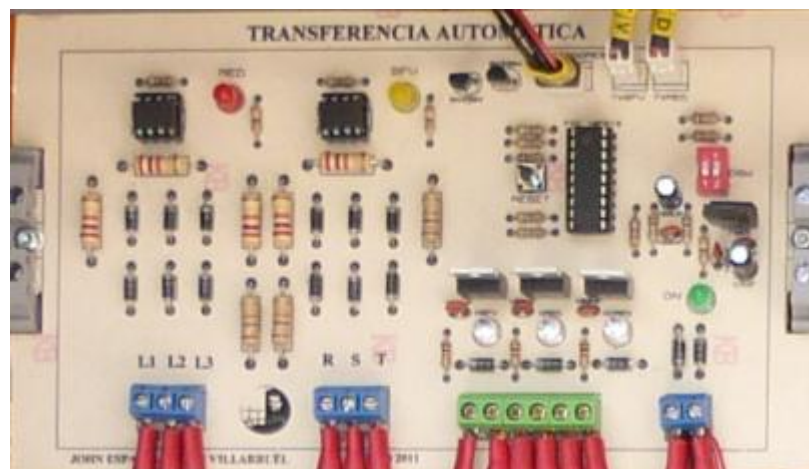
- ✓ Prototipo de Regulador de Carga de 100W



Fuente: Los autores

Figura 4-5 Tarjeta de control del Regulador de Carga de 100W

- ✓ Prototipo de Transferencia automática



Fuente: Los autores

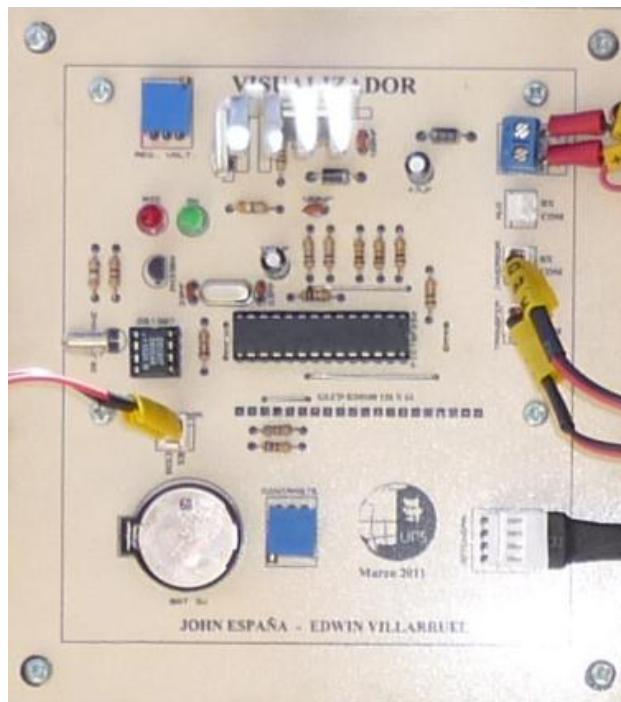
Figura 4-6 Tarjeta de control de la Transferencia automática



Fuente: Los autores

Figura 4-7 Transferencia automática, etapa de fuerza y protecciones de los equipos

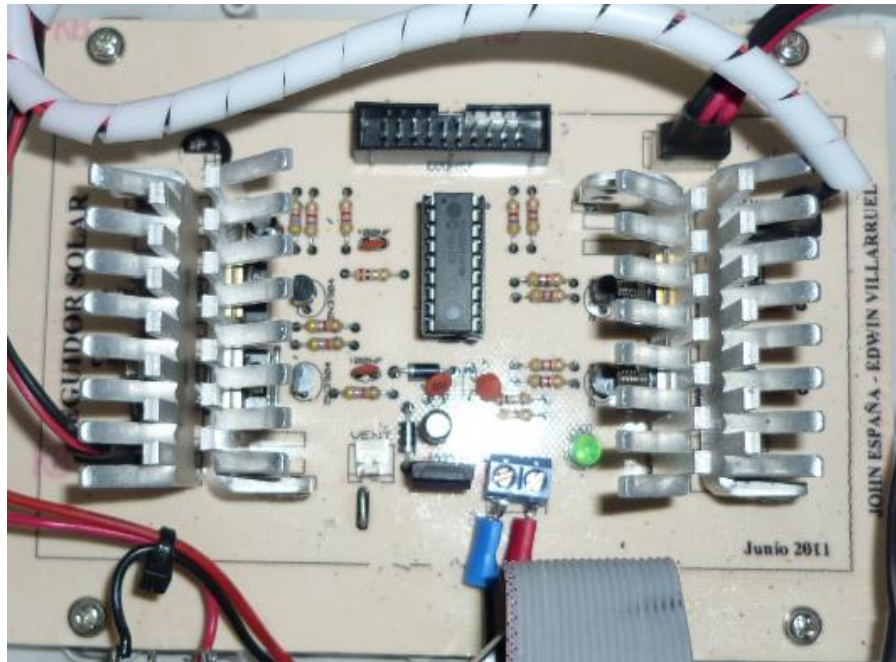
- ✓ Visualizador general del Sistema energético



Fuente: Los autores

Figura 4-8 Tarjeta electrónica del Visualizador general

- ✓ Prototipo de seguidor solar en 2 ejes



Fuente: Los autores

Figura 4-9 Tarjeta electrónica del seguidor solar

4.2.2. Tablero de control

Las tarjetas electrónicas estarán protegidas herméticamente dentro de un tablero de control y debidamente conectadas según la disposición de diseño correspondiente.



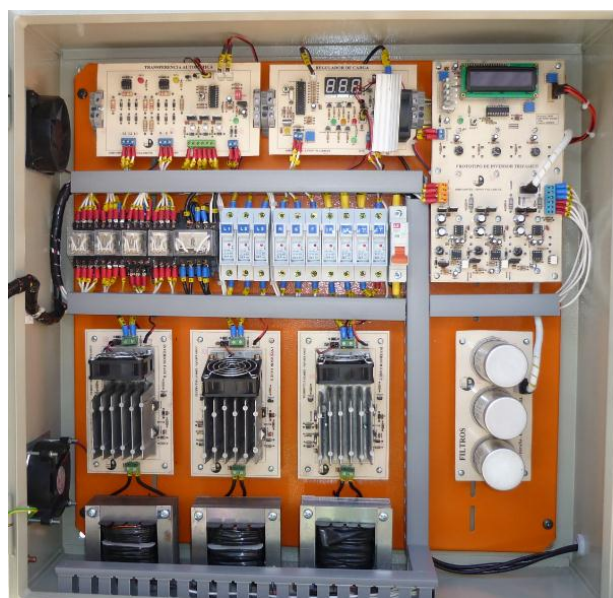
Fuente: Los autores

Figura 4-10 Tablero de control del Sistema Fotovoltaico



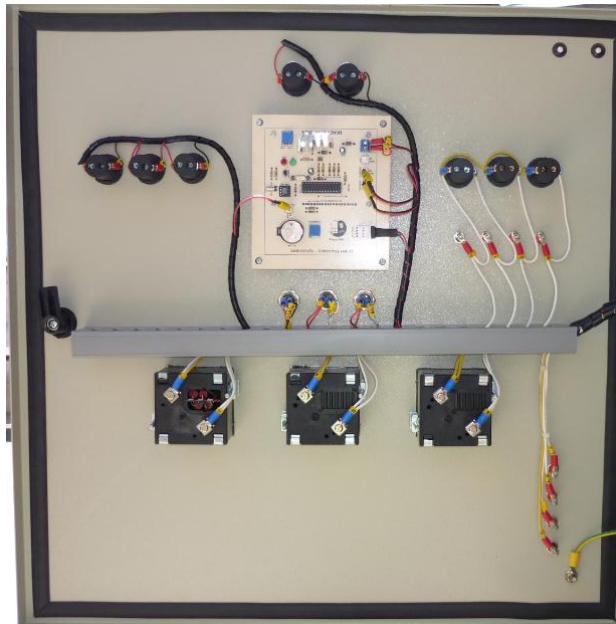
Fuente: Los autores

Figura 4-11 Tablero de control, vista interior



Fuente: Los autores

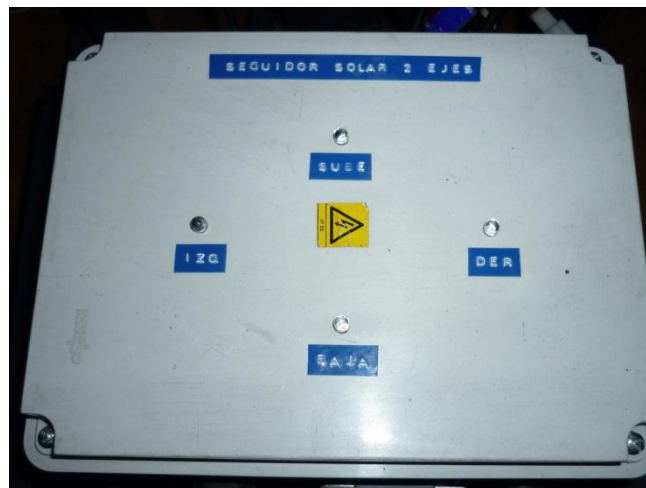
Figura 4-12 Tablero de control, disposición interna de las tarjetas electrónicas



Fuente: Los autores

Figura 4-13 Tablero de control, disposición de los medidores y visualización del sistema fotovoltaico

4.2.3. Seguidor solar de 2 ejes



Fuente: Los autores

Figura 4-14 Caja de control del seguidor solar



Fuente: Los autores

Figura 4-15 Seguidor solar en 2 ejes (a)



Fuente: Los autores

Figura 4-16 Seguidor solar en 2 ejes (b)

4.2.4. Sistema Fotovoltaico experimental de 100W



Fuente: Los autores

Figura 4-17 Sistema fotovoltaico de 100W apagado



Fuente: Los autores

Figura 4-18 Sistema fotovoltaico de 100W encendido sin carga

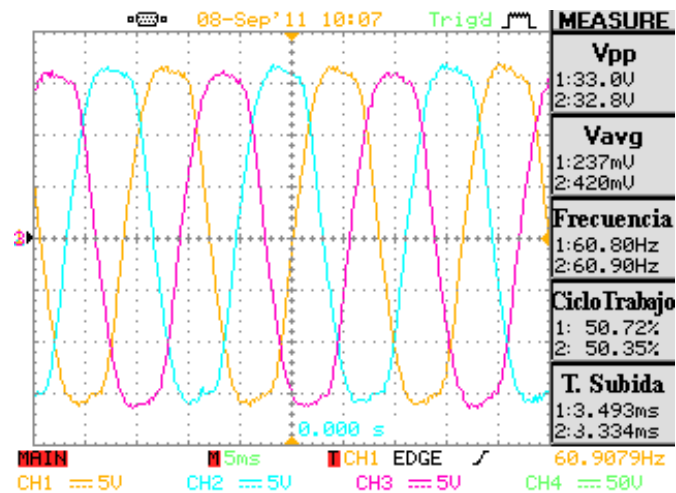


Fuente: Los autores

Figura 4-19 Sistema fotovoltaico de 100W encendido con carga

4.2.5. Señales de salida del Sistema fotovoltaico

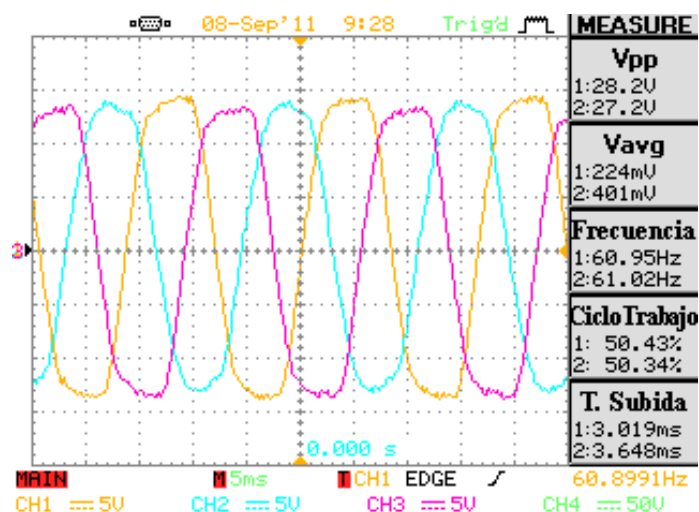
Las señales de salida del Inversor trifásico, fases R, S y T, poseen un voltaje V_{rms} de 127 Vac y una frecuencia de $60 \text{ Hz} \pm 1,6\%$ como se muestra en la figura 4-18



Fuente: Los autores, Equipo de medición: *Oscilloscope* GWINSTEC GDS-2104

Figura 4-20 Señal trifásica del inversor trifásico sin carga

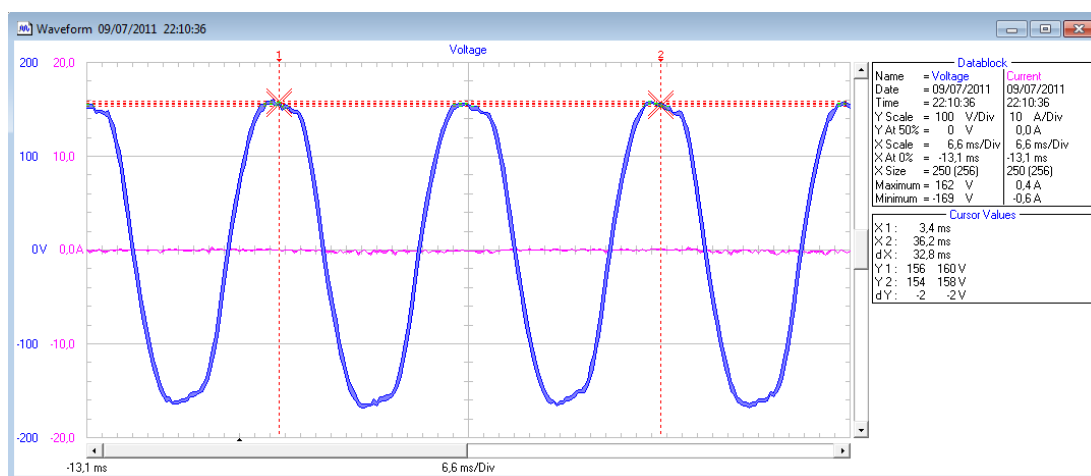
A plena carga el inversor sufre una mínima deformación de la onda por efecto de la carga inductiva, teniendo un Voltaje Vrms de 115 Vac y 60 Hz $\pm 1,6\%$ de frecuencia.

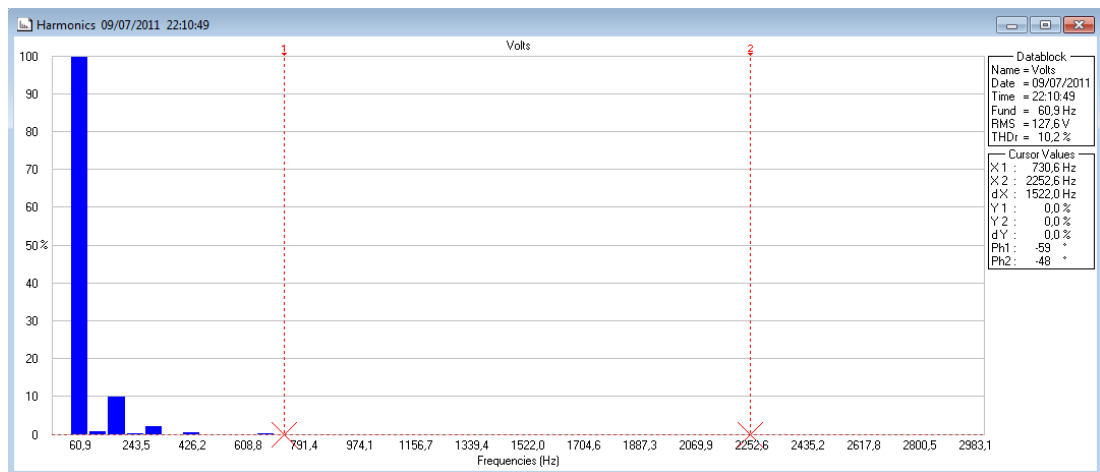


Fuente: Los autores, Equipo de medición: *Osciloscope* GWINSTEC GDS-2104

Figura 4-21 Señal trifásica del inversor a plena carga (luminaria fluorescente)

En un análisis más profundo de armónicos de la señal de salida del inversor, comprobamos que la distorsión total THD es del 10,2% en vacío; éste valor dado fue medido por un analizador de señales tal como se observa a continuación en la figura 4-22.

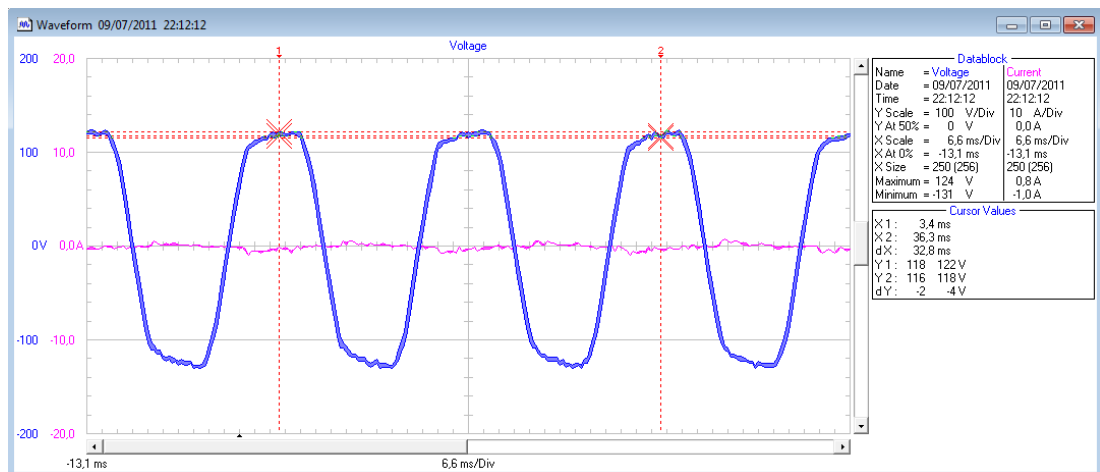


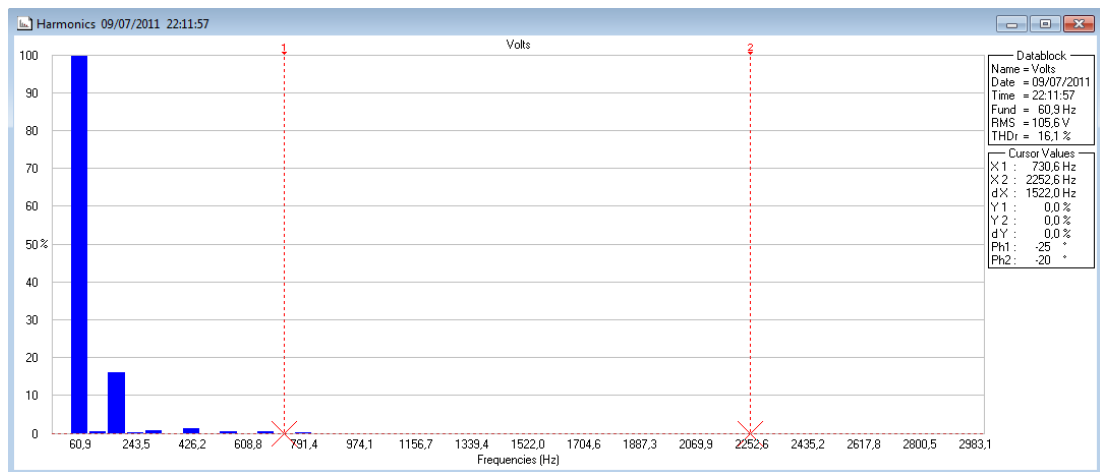


Fuente: Los autores, Equipo de medición: FLUKE 43B *Power Quality Analyzer*

Figura 4-22 Análisis de armónicos de la señal monofásica sin carga. Fase R

Del mismo modo comprobamos cuánto crece la distorsión armónica al conectar carga inductiva al inversor, en este caso lámparas fluorescentes (focos ahorradores), cargamos al máximo al inversor y el análisis de armónico determina un THD de 16,1% como se observa en la figura 4-23.





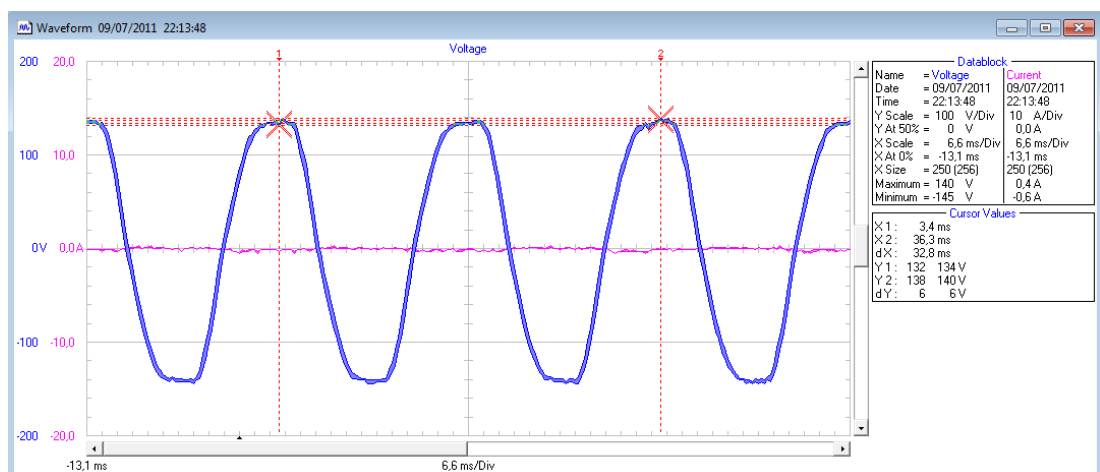
Fuente: Los autores, Equipo de medición: FLUKE 43B *Power Quality Analyzer*

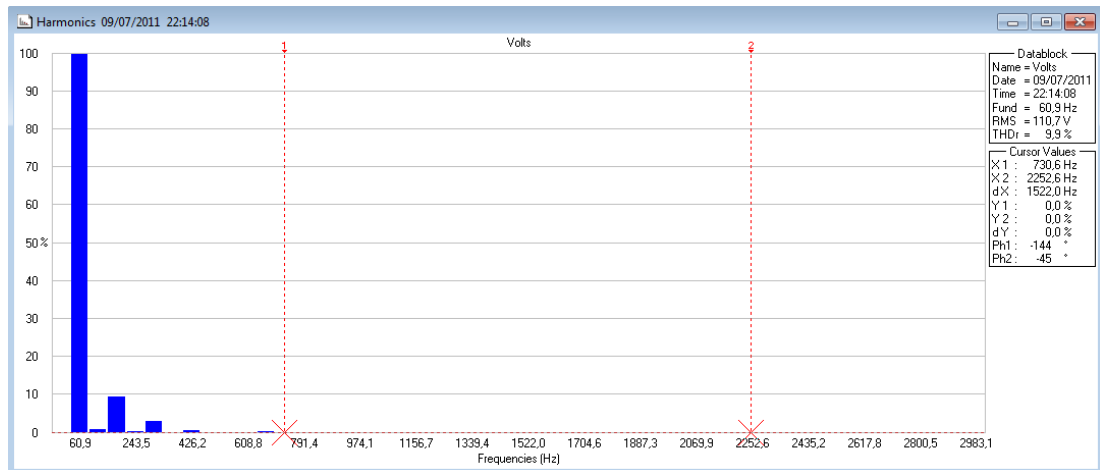
Figura 4-23 Análisis de armónicos de la señal monofásica a plena carga. Fase R

En el análisis de las figuras 4-22 y 4-23 respectivamente se observa que el armónico predominante es el tercero con una frecuencia de 180 Hz.

También se analiza en la figura 4-24 que al conectar una carga netamente inductiva como la de un motor monofásico, ésta carga no altera la distorsión armónica de la señal, por el contrario ayuda a filtrar ciertos armónicos por ende la distorsión o bien se mantiene o tiende a corregirse a un porcentaje menor. En la figura 4-24 muestra el análisis de distorsión armónica del inversor con carga inductiva (motor) donde el THD es igual a 9,9%.

Ésta corrección de la distorsión armónica es debido a que al diseñar un filtro para filtrar la fundamental, éste depende mucho de la carga conectada por lo que notamos una mejora de la señal de salida.





Fuente: Los autores, Equipo de medición: FLUKE 43B *Power Quality Analyzer*




Figura 4-24 Análisis de armónicos de la señal monofásica con carga inductiva (motor monofásico). Fase R

Cuando se aplica un voltaje senoidal directamente a cargas tales como resistencias, inductancias, capacitores o una combinación de ellos, se produce una corriente proporcional que también es senoidal, por lo que se les denominan cargas lineales. En los circuitos en los que su curva corriente – voltaje no es lineal, el voltaje aplicado no es proporcional a la corriente, resultando una señal distorsionada con respecto a la senoidal. La distorsión armónica en los sistemas eléctricos es provocada por las cargas no lineales, contaminando la señal con la que es alimentada.

4.3. Manual del usuario

4.3.1. INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD

Para evitar lesiones y/o daños a la propiedad siga estas instrucciones. El funcionamiento incorrecto resultante de ignorarlas causará lesiones o daños. Se indica su gravedad con los siguientes símbolos.

	ADVERTENCIA	Este es el símbolo de alerta de seguridad. Lea y siga atentamente las instrucciones para evitar situaciones peligrosas.
	PELIGRO	Este símbolo alerta al usuario de la presencia de "tensión peligrosa" en el interior del equipo, que podría causar daños o descarga eléctrica.
	PRECAUCION	Este símbolo indica la posibilidad de lesiones o daños a la propiedad



ADVERTENCIA

- No someta a los cables a rasguños o tensión excesiva, podría recibir descargas eléctricas.
- No use cables cuyo aislamiento se encuentra dañado, de lo contrario podría recibir una descarga eléctrica.
- Opere todos los interruptores con las manos secas, sino podrá recibir una descarga eléctrica.
- El conexionado y las inspecciones periódicas deberían realizarse como mínimo 3 minutos después de haber desconectado la alimentación y comprobado la descarga de tensión en la conexión de C.C., de lo contrario podría recibir una descarga eléctrica.



PRECAUCION

- Instale el equipo en una superficie no inflamable, sino podría causar un incendio.

- Desconecte la alimentación del equipo si el inversor se encuentra deteriorado o en malas condiciones de funcionamiento, de lo contrario podría ocurrir un accidente como resultado secundario.
- No toque los elementos de potencia después de desconectar la alimentación, estos podrían estar caliente durante algunos minutos y podría sufrir lesiones como quemaduras o lastimaduras.
- No conecte el equipo si le falta tarjetas de control para su correcto funcionamiento, podría sufrir alguna descarga eléctrica.
- No obstruya los ingresos de aire fresco, ya que podría existir un sobrecalentamiento en el interior y deteriorar las tarjetas de control y potencia.

4.3.2. Introducción

1. Este manual describe las especificaciones, instalación, operación, funciones y mantenimiento de un inversor trifásico (Prototipo) para alimentar una carga lumínica de 100W.
2. Se recomienda leer cuidadosamente este manual, para usar el equipo de una forma adecuada y segura.
3. Este manual contiene:

1	Información básica	Conocimientos básicos antes de ponerlo en uso
2	Especificaciones	Especificaciones de entradas y salidas
3	Instalación	Ambiente de uso y método de instalación
4	Conexionado	Fuentes de alimentación y bornes de señales
5	Uso del Teclado	Descripciones del visualizador y teclas de operación del equipo.
6	Fallas	Descripción de fallas o anomalías que pueden ocurrir durante el funcionamiento.

4.3.3. Precauciones de Operación

1. Manipuleo e Instalación

- 1.1. Manipule de acuerdo al peso del equipo.
- 1.2. Instale de acuerdo a las instrucciones de éste manual
- 1.3. Use el equipo bajo las siguientes condiciones ambientales

MEDIO AMBIENTE	Temperatura Ambiente	Entre -10°C a 40°C Nota: Use menos del 80% de la carga cuando la temperatura sea > 45°
	Humedad relativa	90% o menos
	Temperatura de almacenamiento	De -20°C a 60°C
	Ubicación	Colocar lejos de gas corrosivo, gas combustible, vapor de aceite, polvo excesivo etc.

2. Conexionado

- 2.1. El conexionado incorrecto de los bornes podría causar daños en el equipo.
- 2.2. Haga las conexiones eléctricas con el disyuntor apagado, para evitar daños en las tarjetas de control.
- 2.3. Solo personal autorizado podrá hacer cambios de programación.
- 2.4. Aplicar siempre la tensión de alimentación permisible.
- 2.5. No modifique ni cambie nada en el interior de las tarjetas de control.
- 2.6. Trate de mantener al sistema con cargas equilibradas.

3. Precauciones para la prevención de fallas

- 3.1. Realice inspecciones con frecuencia.
- 3.2. No sobrecargue al inversor (No mayor a 40W por fase).
- 3.3. Utilice herramientas de montaje y de medición apropiadas.
- 3.4. Regule el consumo de 4 horas a 2 horas diarias de lo contrario el sistema perderá toda la energía de la batería y se tendrá que recargar con los paneles.
- 3.5. Cuidado al manipular los terminales de salida, pueden unirse y provocar un cortocircuito.
- 3.6. Este pendiente de los indicadores de niveles de voltaje de la batería colocados en la puerta del gabinete.

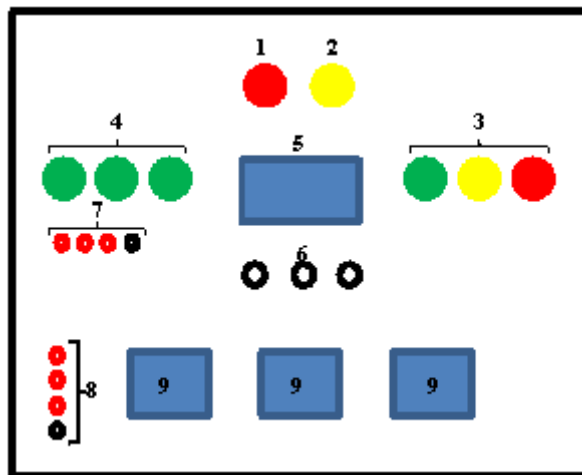
4.3.4. INFORMACION BASICA

4.3.4.1. Precauciones importantes

- Inspeccione el equipo para comprobar si sufrió algún desperfecto en el transporte.
- Si encontró alguna discrepancia, daño, etc. Contáctese con el personal calificado.
- Conecte la fuente de alimentación, tanto del tablero principal del inversor, como del seguidor solar.

4.3.4.2. Detalles del producto

- Apariencia exterior



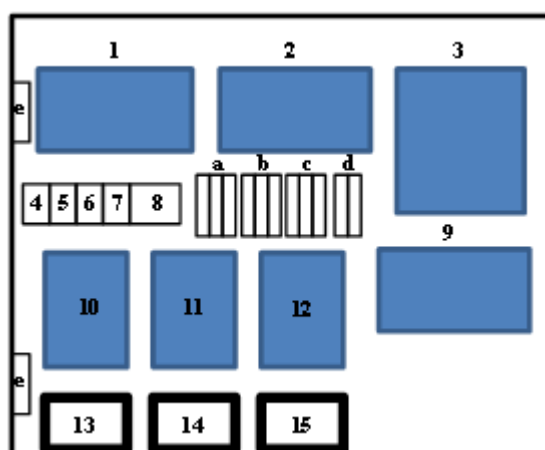
Fuente: Los autores

Figura 4-25 Indicadores externos del Tablero de Control

1. Luz indicadora RED
2. Luz indicadora SFV
3. Luces indicadoras del nivel de voltaje de la batería
4. Luces indicadoras de salidas de voltaje trifásico
5. Display de visualización (GLCD)
6. Teclas de control para el visualizador (Fecha y hora)
7. Salida del Voltaje (sea por RED o por SFV)
8. Entrada de voltaje de RED

9. Medidores de Voltaje

- Ingrese la llave de poliamida en la cerradura, gire media vuelta y abra el tablero principal.
- En el disyuntor de 25A, conecte el positivo de la fuente de alimentación (Batería de 12Vdc).
- Apariencia interior



Fuente: Los autores

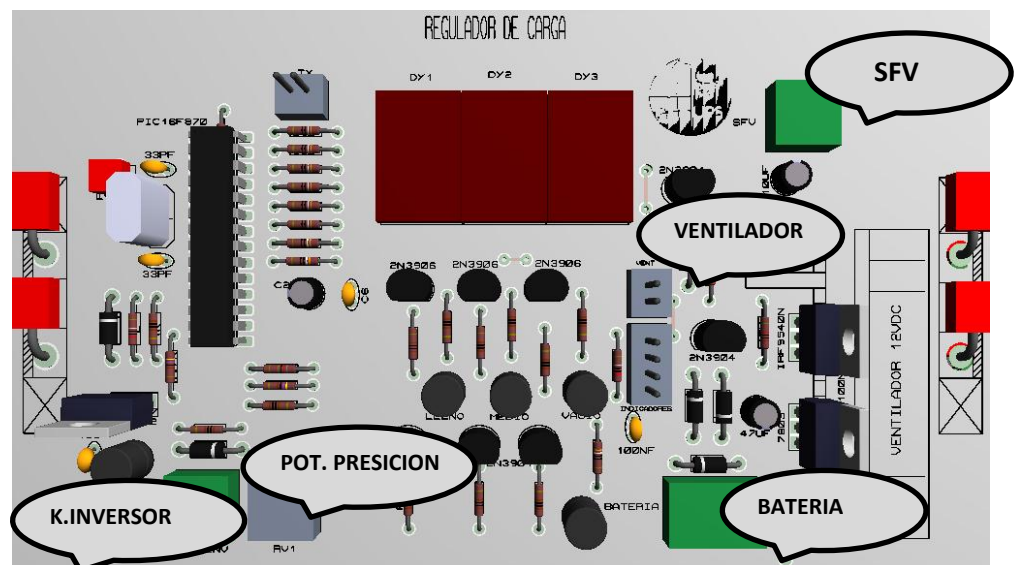
Figura 4-26 Indicadores internos del Tablero de Control

1. Tarjeta de Transferencia Automática
2. Tarjeta Reguladora de Carga
3. Tarjeta de control MSPWM, voltaje y fallas
4. Relé de SFV
5. Relé de RED
6. Relé de RED
7. Relé de CARGA
8. Relé del Inversor
9. Tarjeta de Filtros
10. Inversor fase R
11. Inversor fase S
12. Inversor fase T
13. Transformador fase R

14. Transformador fase S

15. Transformador fase T

- a. Fusibles de alimentación de RED L1, L2 y L3
 - b. Fusibles de alimentación del SFV R, S y T
 - c. Fusibles de los inversores R, S y T
 - d. Fusible y disyuntor principal del sistema
 - e. Ventiladores
- Conecte en paralelo los bornes positivo y negativo de los paneles solares (12 Vdc)
 - Conecte el borne positivo y negativo de los paneles al borne de entrada SFV de la tarjeta del regulador de carga (observe las señales de polarización), o bien solo conecte el positivo y el negativo de los paneles puede ir directo al negativo de la batería.



Fuente: Los autores

Figura 4-27 Entradas y Salidas del Regulador de Carga

- Conecte el positivo y negativo del tablero de control a los bornes respectivos de la batería.
- Conecte el seguidor solar a la batería teniendo en cuenta su polarización.

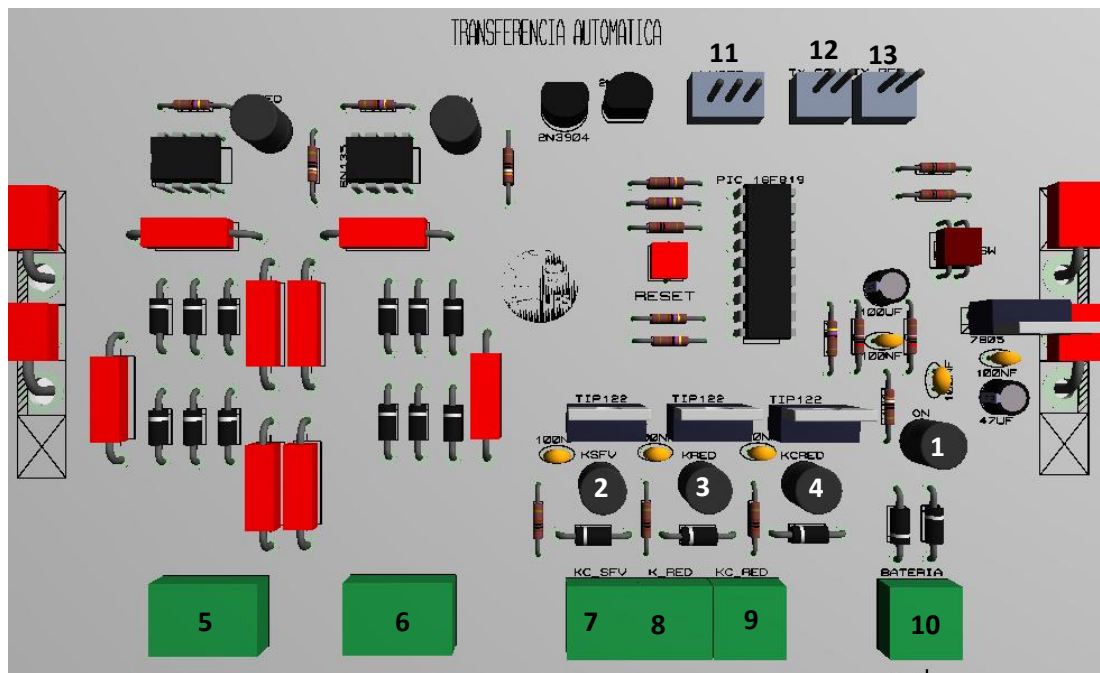
- Conecte debidamente los sensores auxiliares del seguidor solar con sus respectivos conectores.

4.3.4.3. Montaje y desmontaje del equipo

- Verifique que los paneles solares se encuentren en perfectas condiciones y que estén conectados los diodos de protección.
- Coloque los paneles solares en el seguidor solar y áncelos con la ayuda de 4 tornillos de $\frac{1}{2}$ " x $\frac{1}{4}$ ", verifique que tengan arandelas planas y de presión para mejorar su agarre a la estructura.
- Al instalar los paneles, compruebe que la caja de conexión de éstos se encuentren en las posiciones superiores para lograr un equilibrio con respecto al peso.
- Verifique que se encuentren conectados los sensores de posición tanto en sentido vertical como horizontal, para evitar que los cables de conexión se enreden entre ellos.
- Colocar los topes de giro
- Templar la banda
- Asegure los 3 soportes de cobre que se encuentran sujetos entre la base de la estructura y el eje vertical.
- Ubique los conectores de mando y potencia en la caja de control de acuerdo al terminal correspondiente.

4.3.5. ESPECIFICACIONES

4.3.5.1. Tarjeta de Transferencia Automática

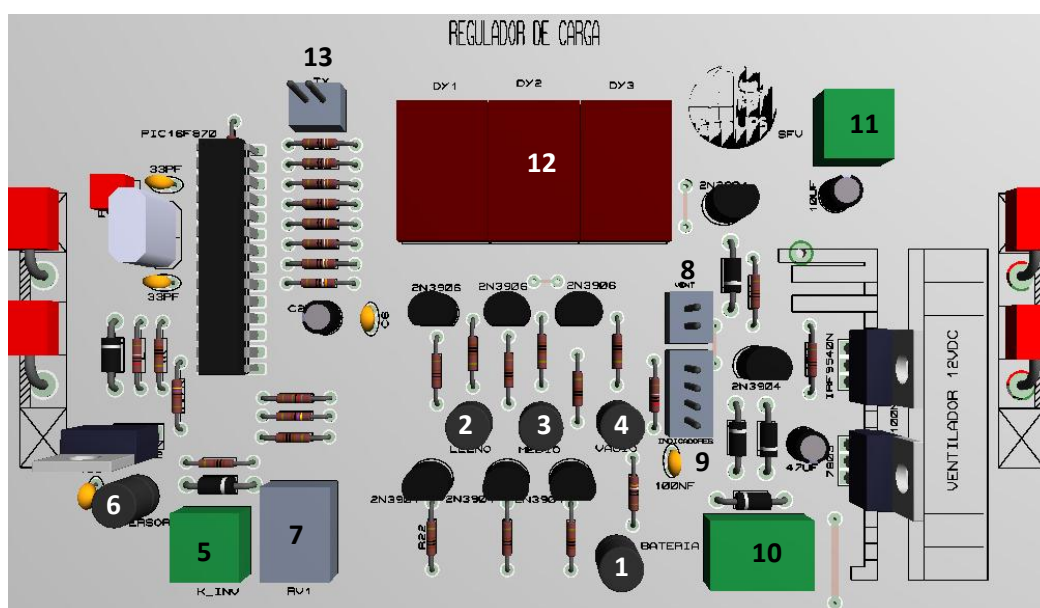


Fuente: Los autores

Figura 4-28 Indicadores de la Transferencia automática

1. Led de visualización de encendido de la tarjeta de transferencia automática.
2. Led de visualización de encendido del contactor del SFV.
3. Led de visualización de encendido del contactor de RED
4. Led de visualización de encendido del contactor de Carga
5. Entrada trifásica de la RED
6. Entrada trifásica del SFV
7. Salida tipo transistor del contactor del SFV
8. Salida tipo transistor del contactor de RED
9. Salida tipo transistor del contactor de Carga
10. Ingreso del positivo y negativo de la batería
11. Salida de luces indicadoras al panel principal (RED y SFV)
12. Salida de comunicación (SFV) con la tarjeta de visualización
13. Salida de comunicación (RED) con la tarjeta de visualización

4.3.5.2. Tarjeta de Reguladora de Carga

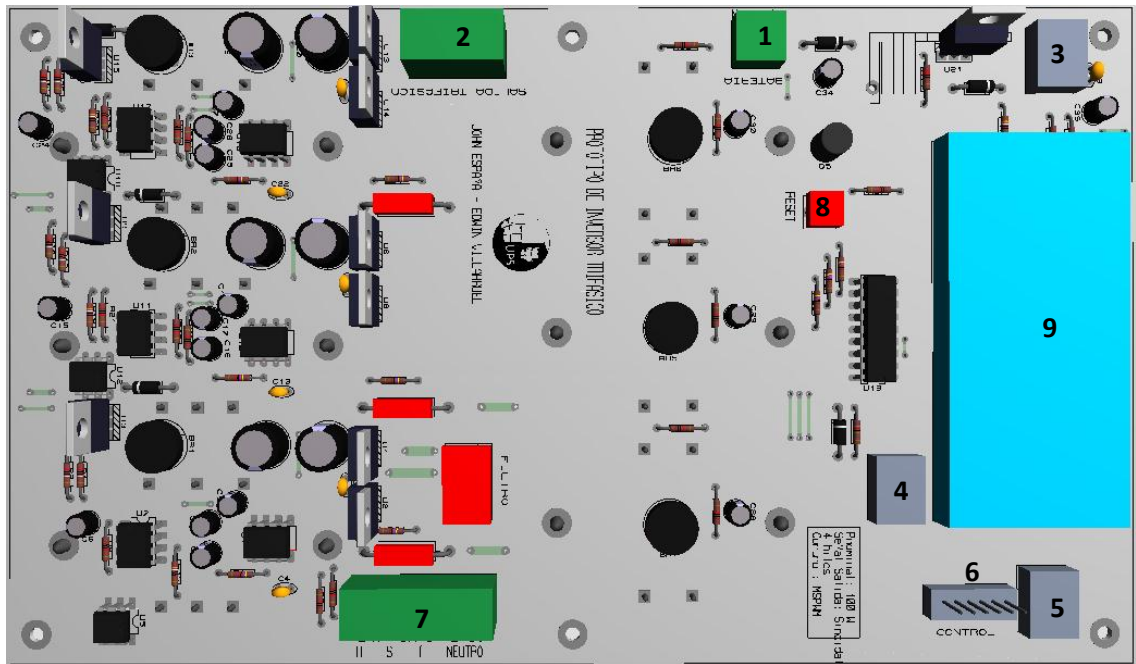


Fuente: Los autores

Figura 4-29 Indicadores del Regulador de Carga

1. Led de visualización de encendido de la tarjeta del regulador de carga.
2. Led de visualización de encendido de la batería (lleno).
3. Led de visualización de encendido de la batería (medio).
4. Led de visualización de encendido de la batería (vacío).
5. Salida tipo transistor para el contactor del Inversor
6. Led de visualización de encendido del transistor de salida del inversor
7. Potenciómetro de calibración de lectura
8. Salida para un ventilador de 12 Vdc
9. Salida para los indicadores luminosos del panel principal
10. Ingreso del positivo y negativo de la batería
11. Ingreso del positivo y negativo del panel solar a la tarjeta del regulador de carga
12. Display de visualización del voltaje de la batería
13. Salida de comunicación con la tarjeta de visualización

4.3.5.3. Tarjeta de control de voltaje, corriente y fallas



Fuente: Los autores

Figura 4-30 Indicadores del Control del Inversor

1. Ingreso del positivo y negativo de la batería
2. Salida trifásica
3. Potenciómetro de calibración de voltaje
4. Potenciómetro de calibración de luminosidad del LCD
5. Potenciómetro de calibración de la entrada analógica
6. Salida de control hacia los inversores R, S y T
7. Entrada de los transformadores
8. Reset en caso de fallas
9. LCD de 2 x 16 caracteres

4.3.5.4. Tarjeta de Potencia del Inversor (fase R)

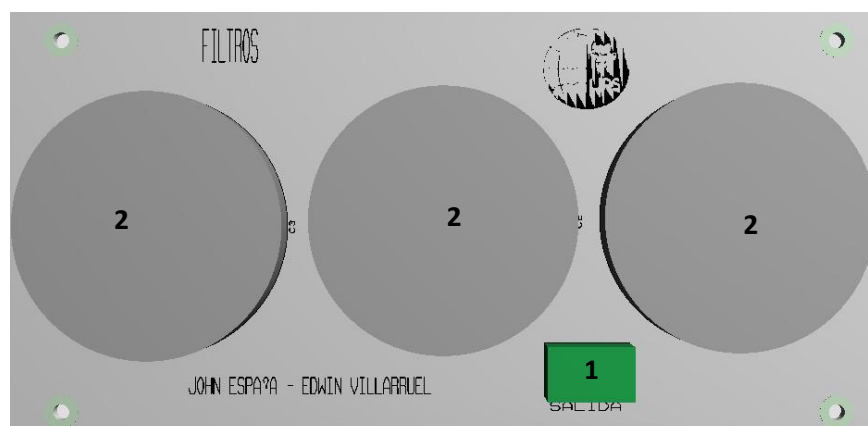


Fuente: Los autores

Figura 4-31 Indicadores de la tarjeta de potencia del Inversor

1. Ingreso del positivo y negativo del Inversor
2. Control del Inversor
3. Salida para el ventilador
4. Disipador
5. Salida a los transformadores

4.3.5.5. Tarjeta de Filtros

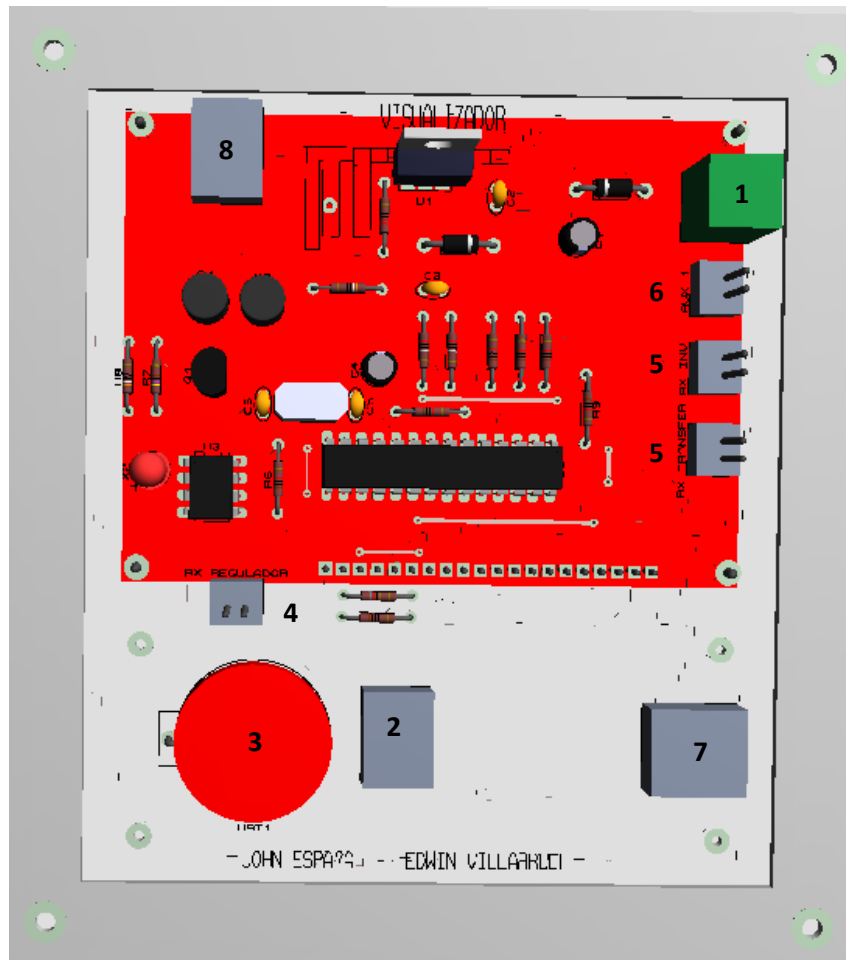


Fuente: Los autores

Figura 4-32 Indicadores de la tarjeta de filtro del Inversor

1. Salida hacia la carga
2. Capacitores de 20 μ F a 250VAC

4.3.5.6. Tarjeta de visualización



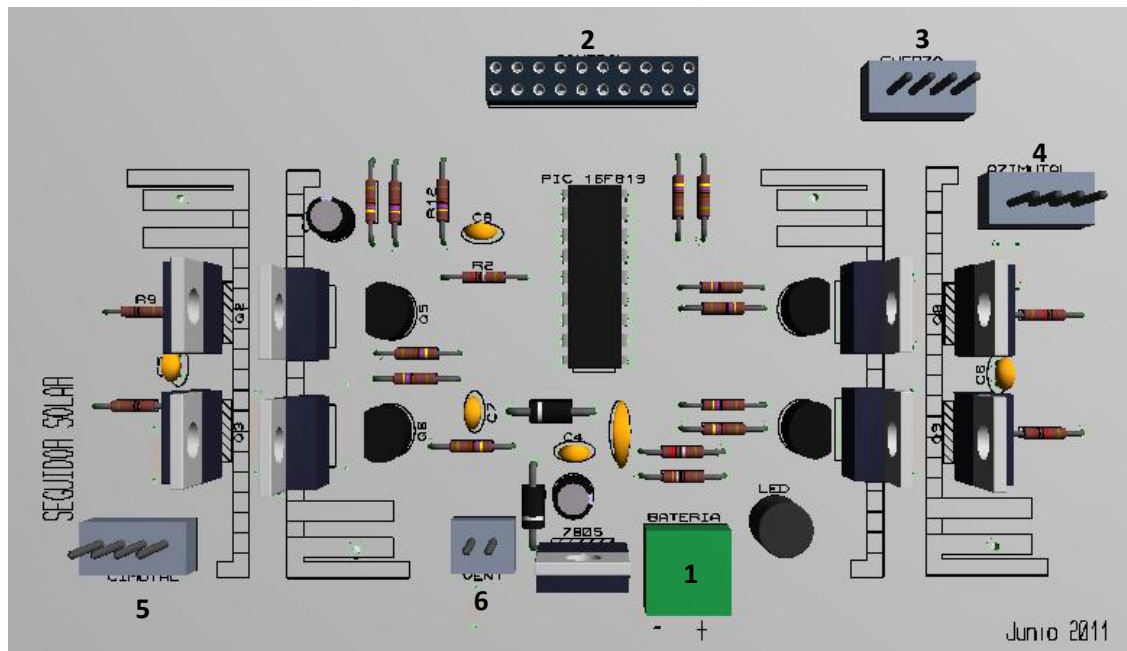
Fuente: Los autores

Figura 4-33 Indicadores de la tarjeta de visualización

1. Ingreso del positivo y negativo de la batería
2. Potenciometro de calibración de contraste del GLCD
3. Batería
4. Comunicación con la tarjeta del regulador de carga
5. Comunicación con la tarjeta de transferencia automática
6. Puerto de comunicación auxiliar

7. Conexión del teclado exterior
8. Potenciómetro regulador de voltaje de la tarjeta de control

4.3.5.7. Tarjeta del Seguidor Solar



Fuente: Los autores

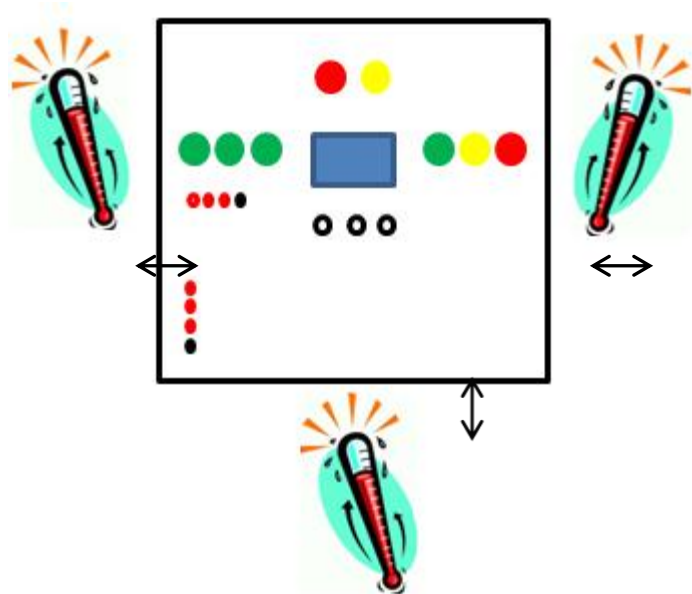
Figura 4-34 Indicadores del control del seguidor solar

1. Ingreso del positivo y negativo de la batería
2. Control de sensores fotoresistivos
3. Alimentación de motores de DC
4. Control de giro azimuthal
5. Control de giro cenital
6. Salida para el ventilador 12 Vdc

4.3.6. INSTALACION

4.3.6.1. Precauciones para la instalación

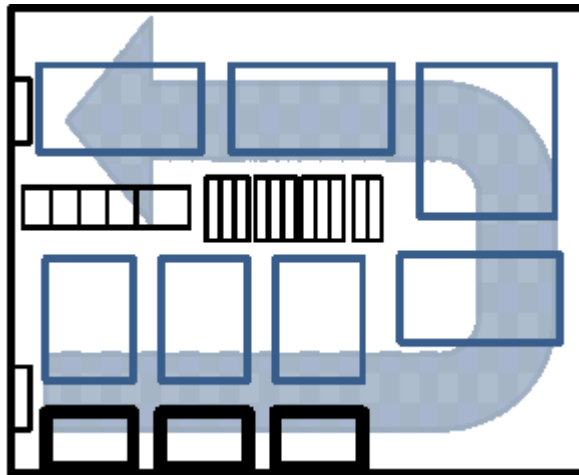
- Tenga cuidado de no dañar los componentes plásticos de las tarjetas electrónicas.
- No instale el equipo en lugares donde haya vibraciones elevadas, como una prensa o camiones.
- La vida útil del equipo depende mucho de la temperatura ambiente; asegúrese de que la temperatura del ambiente circundante no supere la temperatura permitida (-10 ~ 50°C).
- No instale el equipo en lugar donde existe gran cantidad de calor, porque su temperatura aumenta cuando éste se encuentra en funcionamiento.



Fuente: Los autores

Figura 4-35 Medición del medio ambiente, distancia 5 cm

- Se requiere que exista circulación de aire para prevenir la saturación térmica ya que el equipo completo emite calor



Fuente: Los autores

Figura 4-36 Circulación de aire del tablero

- Evite instalar bajo la luz directa del sol o en lugares cálidos y húmedos.
- Instale el equipo en un tablero cerrado o en un lugar limpio que esté libre de sustancias extrañas, como vapor de aceite, gases inflamables y polvo de fibras.

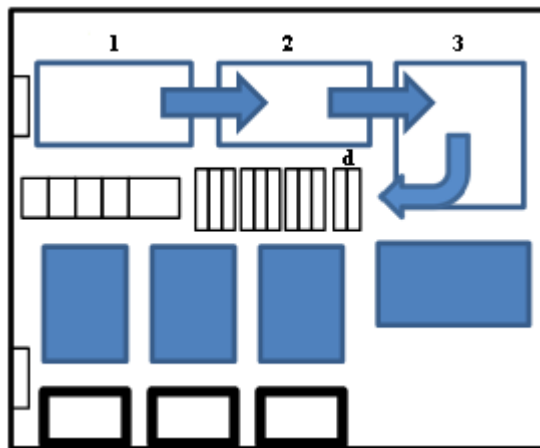
4.3.6.2. Dimensiones y peso del gabinete

Potencia	Ancho	Alto	Largo	Peso del gabinete	Peso con equipo
100W	60 cm.	60 cm	20 cm	20 Kg	50 Kg

4.3.6. CONEXIONADO

4.3.6.1. Conexión de tarjetas, en control

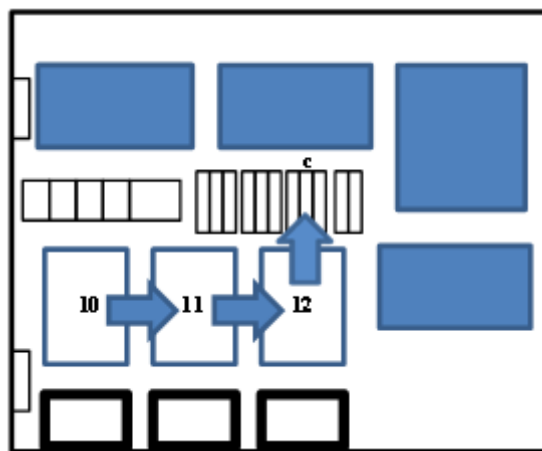
1. Cada tarjeta de control tiene un conector de alimentación de voltaje (12Vdc), conéctelas en paralelo entre ellas, es decir la tarjeta 1 (transferencia automática), tarjeta 2 (Regulador de Carga), tarjeta 3 (Tarjeta medidora de corriente, voltaje y fallas). El positivo en el breaker de control de 25A, mientras que el negativo va hacia la batería directamente.



Fuente: Los autores

Figura 4-37 Conexionado del tablero

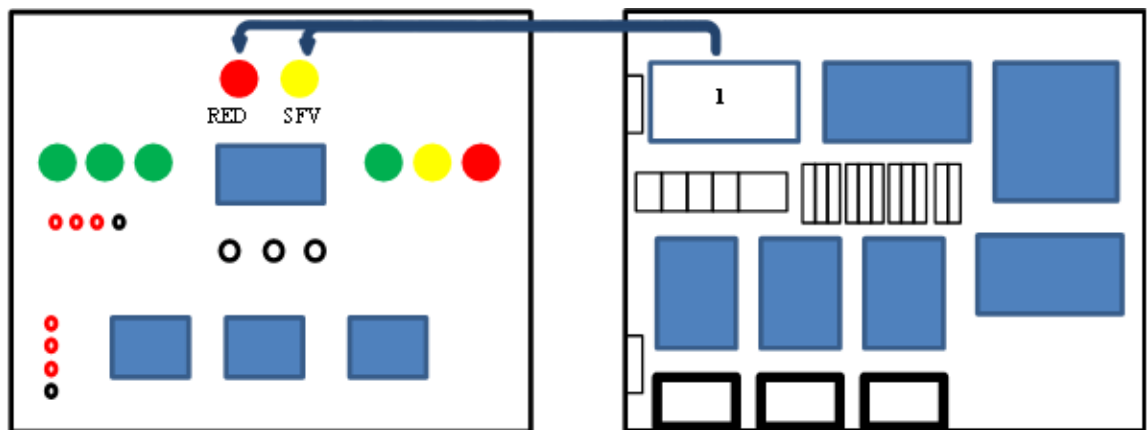
2. La entrada de cada uno de los inversores (10,11 y 12) debe pasar a través de los fusibles IR, IS e IT, que se están representados con la letra c en el siguiente gráfico.



Fuente: Los autores

Figura 4-38 Conexionado del inversor

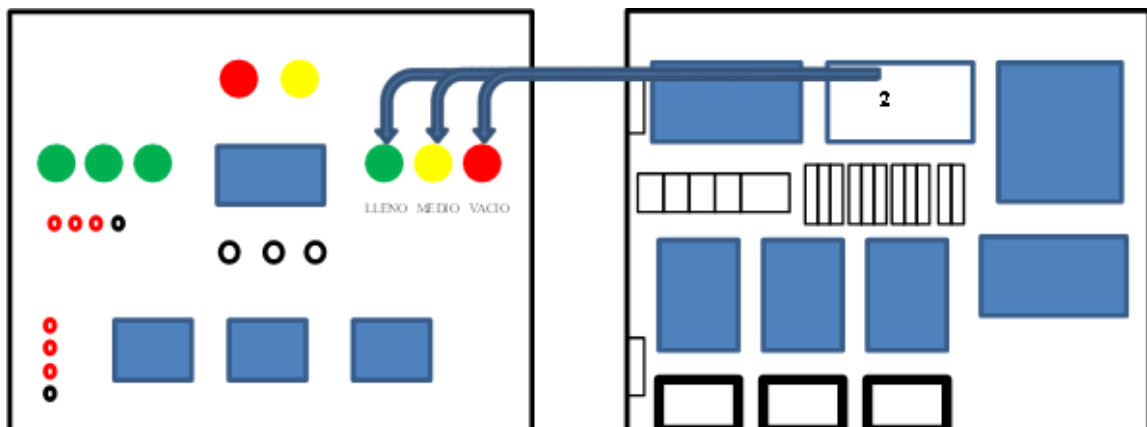
3. De la tarjeta de transferencia automática, se conecta a los indicadores luminosos que se encuentran en el tablero principal, estos se encenderán de acuerdo al programa que se encuentra instalado en ésta tarjeta.



Fuente: Los autores

Figura 4-39 Salidas indicadoras de sistemas

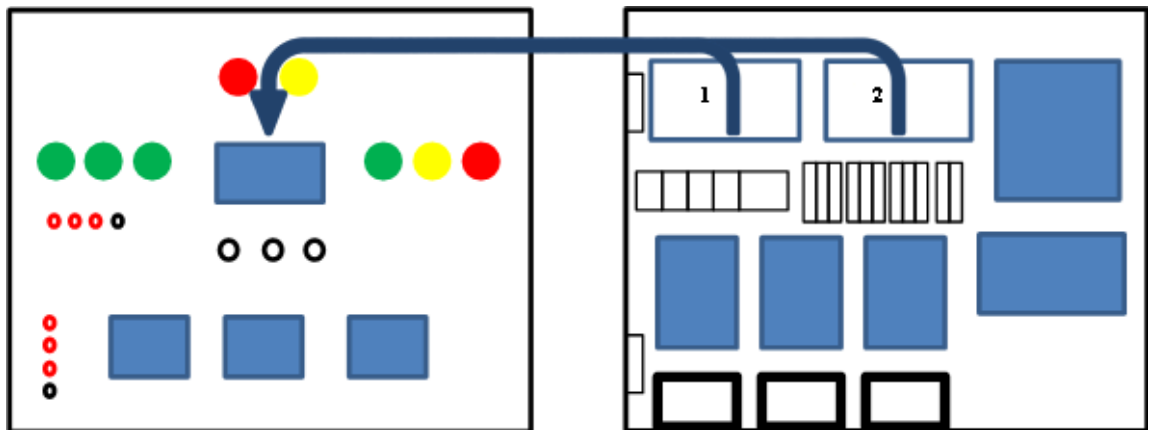
4. De la tarjeta del regulador de carga (2), se conecta a los indicadores luminosos que se encuentran en el tablero principal, estos se encenderán de acuerdo al programa que se encuentra instalado en ésta tarjeta.



Fuente: Los autores

Figura 4-40 Salidas indicadoras de nivel de batería

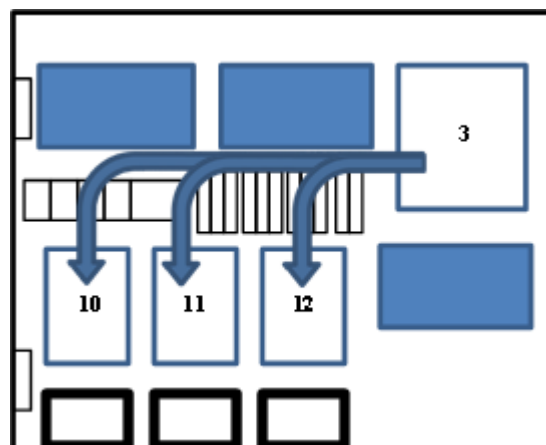
5. De la tarjeta del regulador de carga (2) y de la tarjeta de transferencia automática (1), se conectan los cables de comunicación hacia la tarjeta de visualización que se encuentran en el tablero principal, estos se visualizarán de acuerdo a los programas que se encuentran operando en ese instante; se puede verificar con que fuente de alimentación se está trabajando (RED o SFV), y además el voltaje de la batería que se encuentra en ese momento.



Fuente: Los autores

Figura 4-41 Salidas de visualización general

6. La salida de control que va hacia cada uno de los inversores, sale de la tarjeta de control de voltaje, corriente y fallas (3) hacia los inversores (10, 11 y 12).

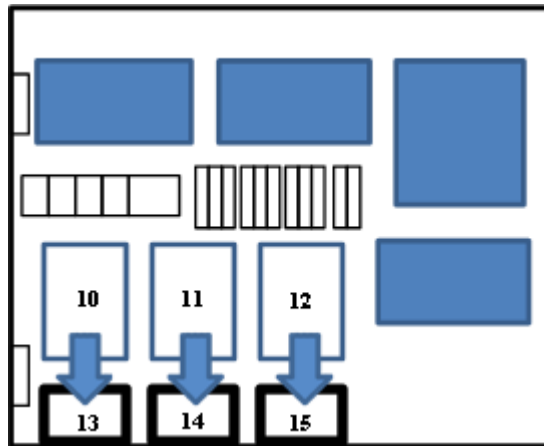


Fuente: Los autores

Figura 4-42 Conexión control-potencia del inversor

4.3.6.2. Conexión de tarjetas, en potencia

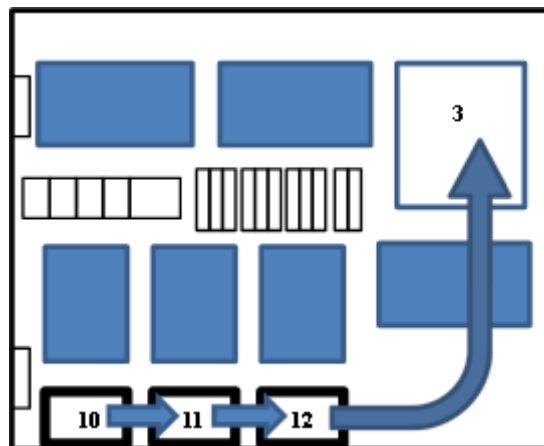
1. De la salida de los inversores (10, 11 y 12) van conectados a la entrada de los transformadores (13, 14 y 15).



Fuente: Los autores

Figura 4-43 Conexión tarjetas de potencia del inversor con los transformadores

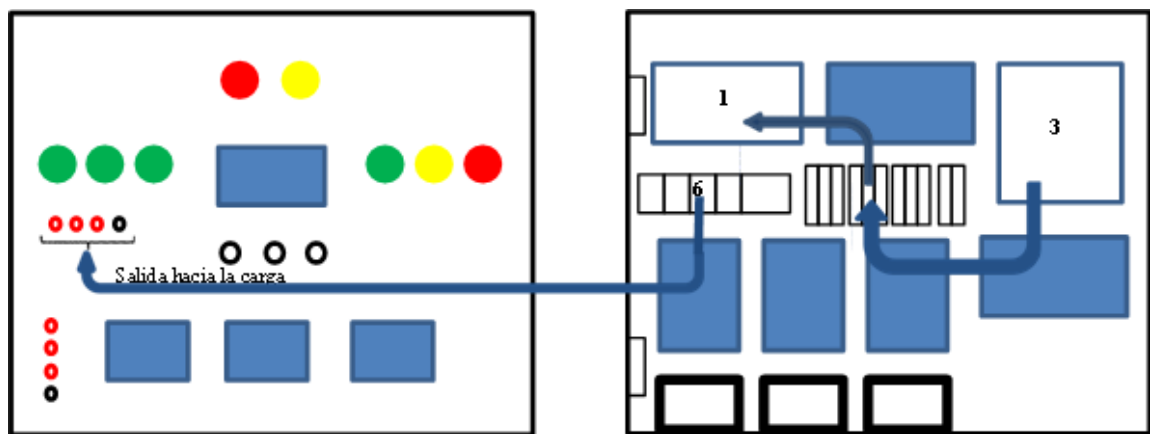
2. La salida de cada uno de los transformadores (13, 14 y 15) regresa a la tarjeta detectora de voltaje corriente y falla (3), mediante una bornera, en la que se encuentra identificado R, S, T y N respectivamente.



Fuente: Los autores

Figura 4-44 Conexión transformadores con el control del inversor

3. De la tarjeta de Control (3), va conectado hacia la tarjeta de filtros (9), mediante un conector de 4 pines.



Fuente: Los autores

Figura 4-47 Salidas del sistema energético

4.3.7. USO DEL TECLADO

4.3.7.1. Visualizador

1. El visualizador está formado por el microcontrolador PIC18F252, un GLCD KS108 de 128 por 64 pixeles, dos puertos de comunicación uno de la tarjeta del regulador de carga y el otro de la transferencia automática.
2. La primera línea indica el nombre de la empresa a la que se va a instalar. “UPS Kennedy”.
3. La segunda línea se puede distinguir el sistema con el que se encuentra trabajando el equipo: “SISTEMA EMERGENTE”, “SISTEMA FOTOVOLTAICO” o si no encuentra ninguno de los dos sistemas, visualizará “SIN SISTEMA”.
4. La tercera línea visualiza el valor de voltaje que tiene la batería en tiempo real.
5. La cuarta línea visualiza el valor de voltaje que tiene la batería, pero en porcentaje, con forme se carga la batería la barra de visualización aumenta desde 0% hasta alcanzar el 100% del voltaje nominal.

6. La sexta línea visualiza la hora (hora, minutos, segundos).
7. La séptima línea se visualiza la fecha (día, mes, año).

4.3.7.2. Teclado

1. Dispone de 3 pulsadores los que permiten seleccionar la igualación de la hora y fecha.
2. Aplaste por 3 segundos la tecla **opción**, para actualizar la hora y la fecha.
3. Una vez ingresado en la actualización observará parpadeando la hora, con lo que podrá actualizarla con las teclas **subir** o **bajar**.
4. Aplaste otra vez la tecla **select**, y se podrá cambiar de parámetro de actualización con lo son los minutos y segundos.
5. Las opciones hora, minuto y segundo parpadean al ser actualizados.
6. Las opciones de actualización de la fecha, se mostrarán en la línea cinco del GLCD.
7. Aplaste otra vez la tecla **opción** durante 3 segundos y quedará grabado los cambios que realizados.
8. Se deberá tomar en cuenta que el reloj es en formato 24 horas.

4.3.8. FALLAS

4.3.8.1. Funciones de protección del inversor

ABREV.	TIPO	DETALLES	COMENTARIO
OLR	Sobrecarga	Ocurre cuando ha sobrepasado la carga límite en la fase R	Despeje la falla y aplaste reset.
OLS	Sobrecarga	Ocurre cuando ha sobrepasado la carga límite en la fase S	Despeje la falla y aplaste reset.
OLT	Sobrecarga	Ocurre cuando ha sobrepasado la carga límite en la fase T	Despeje la falla y aplaste reset.
ISC	Cortocircuito	Ocurre cuando hay un cortocircuito en cualquier fase con el neutro	Despeje la falla y aplaste reset.
FFR	Falta de fase	Cuando no existe fase en el inversor de la fase R	Revise el fusible IR y aplaste reset
FFS	Falta de fase	Cuando no existe fase en el inversor de la fase S	Revise el fusible IS y aplaste reset

FFT	Falta de fase	Cuando no existe fase en el inversor de la fase T	Revise el fusible IT y plaste reset.
-----	---------------	---	--------------------------------------

4.3.8.2. Funciones de Alarmas

4.3.8.2.1. Alarmas que se visualizan en el GLCD

ABREV.	DETALLES	COMENTARIO
SIN SISTEMA	Ocurre cuando no se ha seleccionado ninguna prioridad de transferencia	Verifique la posición del dip switch.
SISTEMA EMERGENTE	Ocurre cuando la transferencia está operando con este sistema	Prioridad o falla en el sistema fotovoltaico
SISTEMA FOTOVOLTAICO	Ocurre cuando la transferencia está operando con este sistema	Prioridad o falla en el sistema emergente
Porcentaje del nivel de energía de la batería	Indica del 0 al 100% el nivel de operatividad de la batería.	Controle su nivel de consumo para evitar descargar al sistema

4.3.8.2.2. Alarmas que se visualizan en las tarjetas

1. En la tarjeta (1) si no enciende el led verde, significa que no hay alimentación de voltaje DC en dicha tarjeta.
2. En la tarjeta (1), si no enciende el led rojo, significa que hay ausencia de fase de la RED.
3. En la tarjeta (1), si no enciende el led amarillo, significa que hay ausencia de fase en el SFV.
4. En la tarjeta (1), si el dip-switch se encuentra en la opción “01” ó “10”, se encuentra en modo NO (no operation).
5. En la tarjeta (2) si no enciende el led verde, significa que no hay alimentación de voltaje DC en dicha tarjeta.
6. En la tarjeta (2) si no enciende el led rojo, amarillo y verde, significa que ha sobrepasado el límite inferior de la batería.

7. En la tarjeta (2) si no enciende el led verde, significa que la batería se encuentra a la mitad de su carga.
8. En la tarjeta (2) si encienden los led verde, amarillo y rojo, significa que la batería se encuentra a plena carga.
9. Si la batería se encuentra dentro de los parámetros normales (13.8 Vdc a 12.6 Vdc), el ventilador deja de funcionar.
10. Si se enciende un led de color rojo en cualquiera de los porta-fusibles, significa que uno de ellos dejó de conducir, por tal motivo se analiza el problema y se cambia de fusible.
11. Si los voltímetros no marcan ningún voltaje, significa que hay algún problema en uno de los inversores o la transferencia está en ejecución de conmutación.

CONCLUSIONES

- El proyecto presentado es técnicamente factible debido a que la tecnología propuesta para la implementación de los equipos intervinientes en este sistema de energía renovable es de alta calidad y confiabilidad, además son asequibles en el mercado.
- Hemos demostrado que no solo este tipo de proyectos renovables es rentable en lugares donde no existe tendido eléctrico, sino, tomando en cuenta los beneficios económicos al evitar las emanaciones de CO₂ por la misma energía consumida, si fuera el caso de una generadora térmica, resulta que el sistema es factible económicamente. Mejor aún que estamos contribuyendo con el desarrollo tecnológico y mejoramiento de nuestra calidad de vida.
- Todos los métodos para la fabricación de las celdas fotovoltaicas son complejos y costosos, principalmente en la obtención de las láminas (oblas) de silicio en donde se producen pérdidas en el corte de las mismas.
- Los contactos de las celdas solares deben ser lo suficientemente gruesos y anchos para que pueda conducir bien la electricidad, pero de bajo valor resistivo para evitar pérdidas en la conducción de corriente, además deben ser ubicados estratégicamente para evitar el bloqueo al paso de la luz.
- Se ha demostrado que, con la propuesta de este proyecto podemos implementarlo en lugares donde no llega la red de energía eléctrica convencional, por lo que se brinda una solución energética ante la creciente población en zonas rurales que sufre el país.
- Ni aplicando todas las penalizaciones por emisiones de CO₂ (generadoras térmicas), se puede recuperar los daños ocasionados a los herederos de las víctimas de cáncer debido a los cambios climáticos.
- Los esfuerzos de todo tipo, (especialmente los tecnológicos) que se realizan en el Planeta para mitigar los niveles de emisión a la atmosfera de gases de efecto invernadero estarán bien respaldados cuando exista un mecanismo de financiamiento totalmente favorable a la introducción de fuentes renovables y limpias.
- El voltaje de salida del sistema fotovoltaico, depende del voltaje de entrada del banco de baterías, si éstas disminuyen, su voltaje se refleja a la salida de

la carga, por tanto, el inversor compensa este déficit de energía mediante su ganancia de V_{rms} gracias a la modulación de ancho de pulso, por lo que a las cargas les llegará un voltaje idóneo de trabajo.

- El inversor diseñado para el proyecto posee una distorsión armónica total del 10,2% ideal para cargas lumínicas de cualquier tipo. Pese que el diseño fue establecido en primera instancia para este tipo de cargas, el inversor se acoplo de buena manera a una carga netamente inductiva (motor), mejorando la distorsión armónica al 9,9%, por tanto se puede considerar este diseño para futuras investigaciones donde su prioridad sean cargas industriales.
- El microcontrolador empleado para los disparos de los semiconductores de potencia, facilita, flexibiliza y optimiza la operación y manejo del inversor tanto en el aspecto técnico como en el didáctico.
- El Prototipo experimental de sistema fotovoltaico de 100W, demuestra lo confiable que son estos sistemas y nos ayuda a crear conciencia sobre lo beneficioso de las energías renovables.
- Con el seguidor solar en 2 ejes se logra una mayor captación de radiación directa del sol por parte de los colectores (generador fotovoltaico), y por ende se consigue un 35% más rendimiento que si el generador estuviera estático.
- En países desarrollados como Alemania, Japón se han dedicado décadas a la investigación para mejorar la eficiencia de los paneles solares, con la finalidad de optimizar los procesos de fabricación de las celdas fotovoltaicas que contribuyan al mejoramiento de su rendimiento y evitar desperdicios de las mismas, para de esta manera obtener del sol una energía cada vez más limpia y favorable al medio ambiente.

RECOMENDACIONES

- No conectar equipos con potencias superiores a la del Inversor.
- No exceder la demanda eléctrica considerada en el diseño, porque una sobrecarga por consumo excesivo puede provocar averías.
- Se debe recordar que en los sistemas Fotovoltaicos la energía es limitada, haciéndose más necesario su ahorro, por tanto se debe evitar: encender luces o equipos innecesariamente.

- La salida a los contactores que maneja la tarjeta de transferencia automática, se recomienda ser instalada a niveles de voltaje entre 12 y 48 voltios continuos, ya que los dispositivos semiconductores que los opera solo soportan 100 voltios.
- Debido a que la fuente de energía se la toma del banco de baterías, estas deben ser bien escogidas, de buena calidad y durabilidad, es decir tipo VRLA (*Gel battery, Pb-ácido regulada por válvula*) o AGM (*Aggregated glass mate*), porque al ser tecnología sellada toleran más abusos y pueden ser recargadas al 100%, aún si han perdido completamente su carga.
- Por lo menos una vez al año realizar los protocolos de prueba de acuerdo a un plan de mantenimiento programado, además es necesario comprobar el funcionamiento correcto de la transferencia automática, pruebas de cortocircuito a la salida alterna del tablero, sobrecarga, sobrevoltaje, con la finalidad de verificar y/o calibrar los diversos valores establecidos en dicho protocolo.
- Como la transferencia automática diseñada no depende de la potencia instalada, se puede utilizar en cualquier sistema, sea este un grupo electrógeno, sistema fotovoltaico, sistema eólico, etc.
- Este proyecto de tesis puede ser tomado como referencia para futuras investigaciones, que conlleven a una mejora continua de los equipos diseñados.
- El diseño usado en el control del inversor es flexible, debido a que a partir del mismo hardware, bastará con una modificación del programa del microcontrolador para estudiar otras estrategias de control de inversores como la modulación por ancho de pulsos.
- Las tarjetas de control fueron diseñadas para potencias inferiores a 5KW, pero si se quiere controlar una potencia mayor se debe considerar tanto en el regulador de carga como en el inversor las etapas de potencia (semiconductores, transformadores), y rediseñar los circuitos medidores de voltaje en el regulador de carga y corriente en el inversor.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ALONSO, Antonio, Alternativas Energéticas, Fondo de Cultura Económica, S.A. de C.V., México D.F., 1985.
- [2] ALZATE, A., Electrónica de Potencia, Texto electrónica de potencia, Universidad Tecnológica de Pereira, 1991.
- [3] BEMSKI, George, Semiconductores, Instituto Venezolano de Investigación Científicas y Universidad de Venezuela, Carácas Venezuela, Programa General de Desarrollo Científico y Tecnológico, Departamento de Asuntos Científicos, Secretaría General de la Organización de Estados Americanos, Washington, D.C., 1970
- [4] BENAVENT, José Manuel, ABELLÁN, Antonio, FIGUÉRES, Emilio, Electrónica de Potencia, Teoría y Aplicaciones, www.control-poli.com
- [5] CHEMISANA, Daniel, Diseño y caracterización de un concentrador térmico – fotovoltaico cuasi estacionario para integración arquitectónica, Tesis Doctoral, Departamento de Medi Ambient i Ciències del Sòl Universitat de Lleida. Lleida, marzo de 2009.
- [6] CIEMAT Ponencias, “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica” Vol. 1., 2004.
- [7] CIEMAT Ponencias, “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica” Vol. 2., 2004.
- [8] FARRINGTON, Daniels. Uso directo de la Energía Solar, Blume Ediciones S.A., Madrid, España, 1982
- [9] FUENZALIDA, J., Estudio y simulación de un inversor alimentado por paneles fotovoltaicos para ser aplicado a una motobomba en el uso de regadío, 2002, <http://lep.eie.ucv.cl/JaimeFuenzalida.pdf>
- [10] GASQUET, Hector, Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica, Manual Teórico y Práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos, 2004, www.solartronic.com/download/SistemasFV.pdf.
- [11] GUTIÉRREZ, Jorge, Energía Renovable en el siglo XXI, Senado de la República, Monterrey, México, 2001
- [12] HART, Daniel, Electrónica de Poetncia, Valparaiso University, Valparaiso Indiana, Pearson Educación S.A., Nuñez de Balboa 120, Madrid, 2001

- [13] I.D.A.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, España, <http://www.idae.es/>
- [14] I.N.E., Primeras Jornadas de Energía Solar del Ecuador, Quito, 1985, 356 p.
- [15] MEINEL, Aden, MEIDEL, Marjorie, Aplicaciones de la Energía Solar, Barcelona, España: REVERTE S.A., 1982
- [16] MOLINA, D., Diseño y Construcción de un Prototipo Experimental Didáctico para Controlar el Suministro Eficiente de Electricidad a partir de Sistemas No Convencionales de Energía, Tesis de Ingeniería Eléctrica, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2000
- [17] MORALES, José, Imdata, Energía Solar, Solución presente y futura, www.Imdata.es/uets/mma/ethf-mma-ebook.pdf.
- [18] PÉREZ, Esteban, Análisis de sensibilidad de parámetros característicos de un huerto fotovoltaico, Universidad Técnica superior de Ingenieros en Minas, Junio 2008
- [19] RAMÍREZ, Juan, TORRES, Emmanuel, CINVESTAV 2006, www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones%20y%20Noticias/Revistas/Cinvestav/octdic%202006/generación%20limpia.pdf.
- [20] RASHID, Muhammand, Electrónica de Potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones, Pearson Educación, México, D.F., 2004.
- [21] RUIZ, Gustavo, Electrónica Básica para Ingenieros, Dpto. Electrónica y Computadores, Facultad de Ciencias, Universidad de Cantabria, Avda. de Los Castros s/n 39005-Santander, España, Junio 2001.
- [22] SUÁREZ, Luis, Ingeniería conceptual para la electrificación de viviendas en zonas alejadas de los puntos de distribución mediante el uso de energías alternativas, Tesis de Pregrado, Universidad de los Andes, Mérida, Febrero 2008

ANEXO A

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acumulador: Conjunto de baterías serio y/o paralelo que sirve para el almacenamiento de energía eléctrica.

AGM: (Absorbed Glass Mat) conglomerado (aggregate) con alfombrilla (mat) “vidriosa” y electrolito. Es la última tecnología en baterías basada en una estructura gelatinosa.

Albedo: Es la relación, de la radiación solar que cualquier superficie refleja sobre la radiación que incide sobre la misma.

Ánodo: Es definido como el electrodo al cual los electrones llegan de la celda y ocurre la oxidación. Cuando la celda está siendo cargada, el ánodo se convierte en el electrodo positivo (+).

Armónicos: Los armónicos son distorsiones de las ondas senosoidales de tensión y/o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas con impedancia no lineal, a materiales ferromagnéticos, y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal

Cátodo: Es definido como el electrodo en el cual los electrones entran a la celda y ocurre la reducción. El cátodo siempre es el electrodo negativo (-).

Ciclaje: Es el número de ciclos de carga y descarga profunda que presentan las baterías. Éste número determina la vida útil de la batería.

Convección: Propagación de calor en fluidos y líquidos por el movimiento de sus partículas producido por la diferencia de densidades.

Decalaje: Distanciamiento o falta de concordancia entre dos personas o cosas.

Difracción: Dispersión de un rayo de luz, cuando es interceptado por un obstáculo, como otro rayo, un cuerpo opaco o una abertura estrecha.

Ecualización: Es un ajuste de la curva de respuesta de frecuencia de algún componente del equipo con el fin de modificarla para conseguir una curva de salida concreta.

Electrodo: Es una placa de membrana rugosa de metal, un conductor utilizado para hacer contacto con una parte no metálica de un circuito. En una celda electroquímica, se refiere a cualquiera de los dos conceptos, sea ánodo o cátodo.

Electrolito: Es cualquier sustancia que contiene iones libres, los que se comportan como un medio conductor eléctrico.

Electrones: En un átomo los electrones rodean el núcleo, compuesto únicamente de protones y neutrones. Los electrones tienen una masa pequeña respecto al protón, y su movimiento genera corriente eléctrica, aunque dependiendo del tipo de elemento o compuesto en el que se genere, necesitará más o menos energía para provocar esta corriente eléctrica.

Energía del Gap: Es la diferencia de energía entre la parte superior de la banda de valencia y la parte inferior de la banda de conducción. La conductividad eléctrica de un semiconductor intrínseco (puro) depende en gran medida de la anchura del gap.

Equinoccios: Es el momento del año en que los días tienen una duración igual a la de las noches en todos los lugares de la Tierra, excepto en los polos.

Extrínseco: Externo, no esencial.

Fotovoltaico: La palabra fotovoltaico(a) está formada por la combinación de dos palabras, una de origen griego: foto, que significa luz, y otra voltaico que significa eléctrico. El nombre resume la acción de estas células: transforma directamente la energía luminosa, en energía eléctrica.

Fotón: Es la partícula portadora de todas las formas de radiación electromagnética. El fotón designa una partícula de luz el cual no tienen masa alguna, ni carga eléctrica.

Fusión nuclear: Es el proceso por el cual varios núcleos atómicos de carga similar se unen para formar un núcleo más pesado. Se acompaña de la liberación o absorción de una cantidad enorme de energía, que permite a la materia entrar en un estado plasmático.

Huecos: Es la ausencia de un electrón en la banda de valencia.

Intrínseco: Interno, no esencial.

Irradiancia: Es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética.

Inflación: El dinero pierde su valor adquisitivo; cuando con la misma cantidad de dinero NO se puede adquirir un bien o un servicio si ha transcurrido un tiempo determinado.

Plasma: Es un gas constituido por partículas cargadas (iones) libres y cuya dinámica presenta efectos colectivos dominados por las interacciones electromagnéticas de largo alcance entre las mismas.

Radiación Solar: Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol.

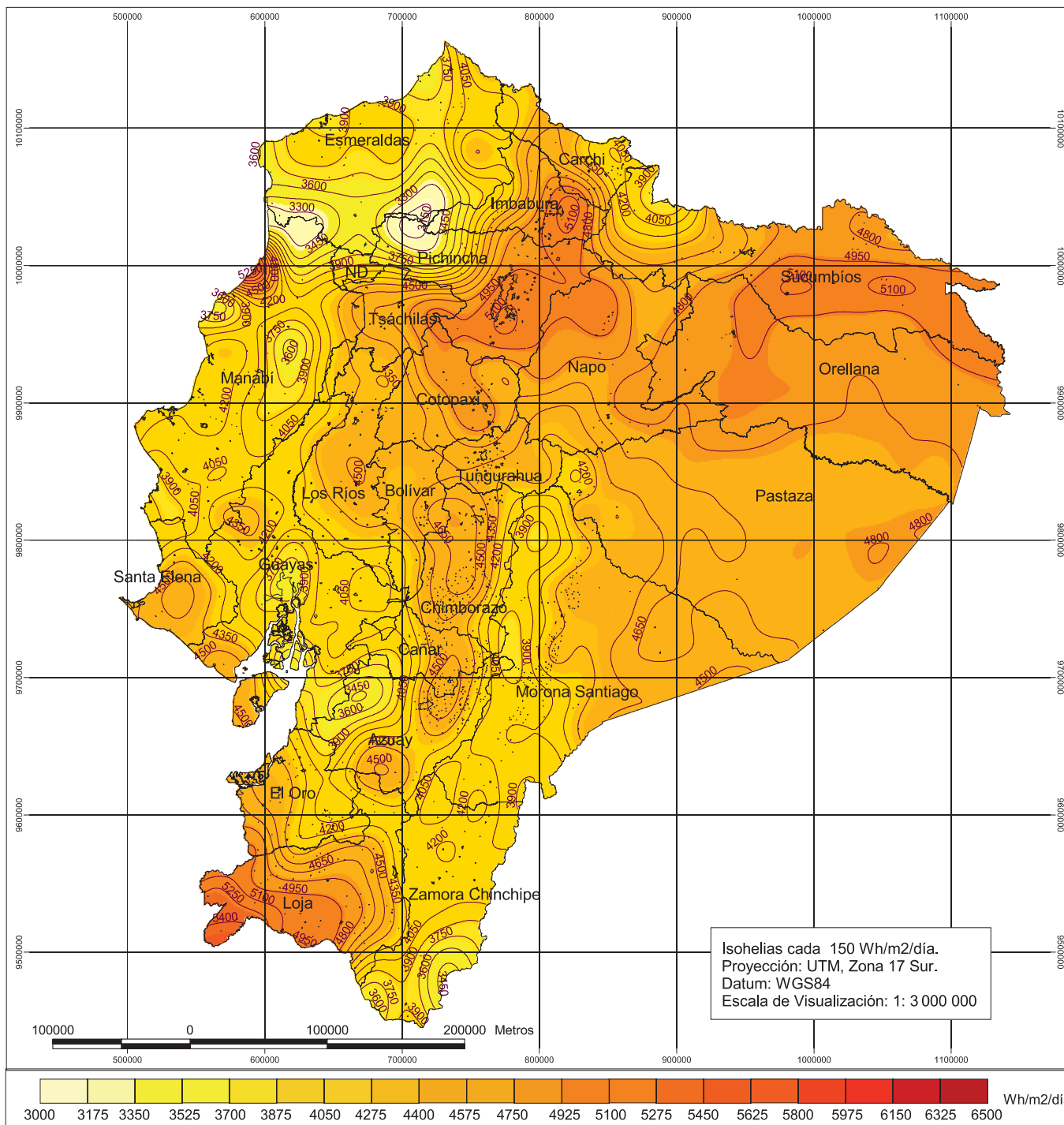
Solsticios: Son aquellos momentos del año en los que el Sol alcanza su máxima posición meridional o boreal, es decir, una máxima declinación norte (+23° 27') y máxima declinación sur (-23° 27') con respecto al Ecuador terrestre.

VRLA: (Valve Regulated Lead Acid) Es un tipo de batería regulada por Válvula donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso.

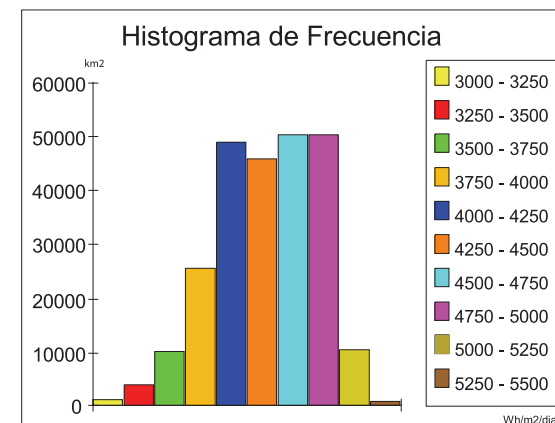
ANEXO B

ATLAS SOLAR DEL

ECUADOR



Insolación Global Enero



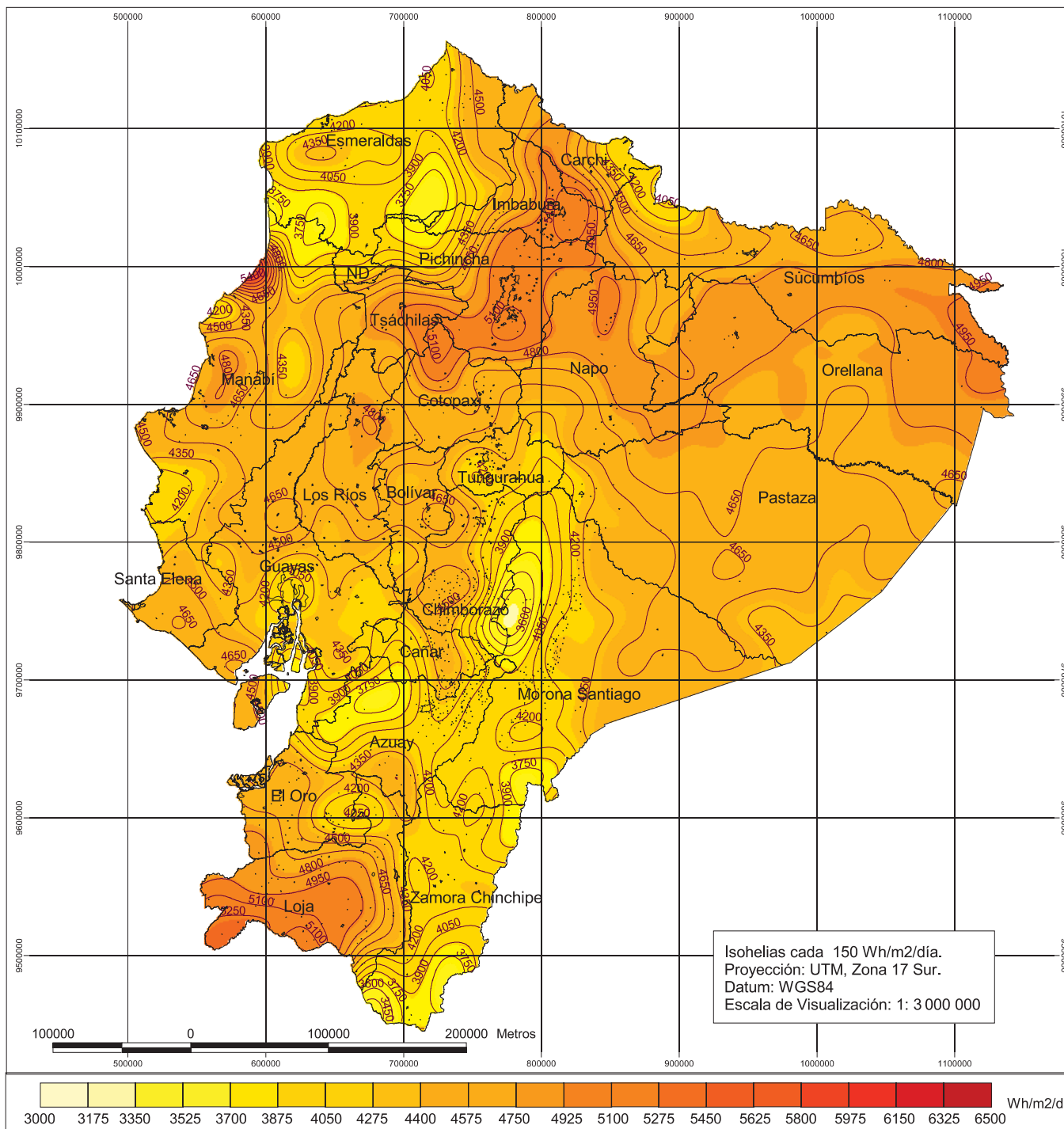
Valor Máximo: 5 523 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3 089 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4 411,18 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 415,7527 Wh/m²/día



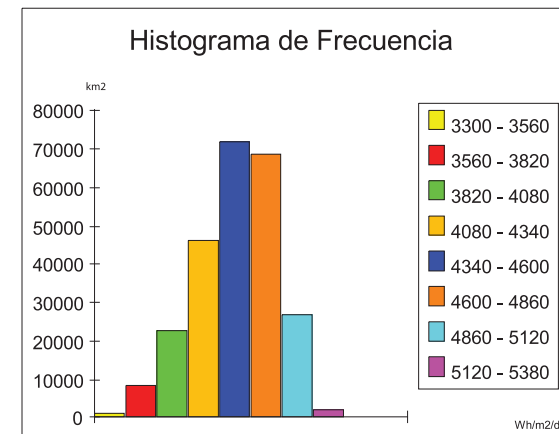
Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Enero
Fecha: Agosto del 2008



Insolación Global Febrero



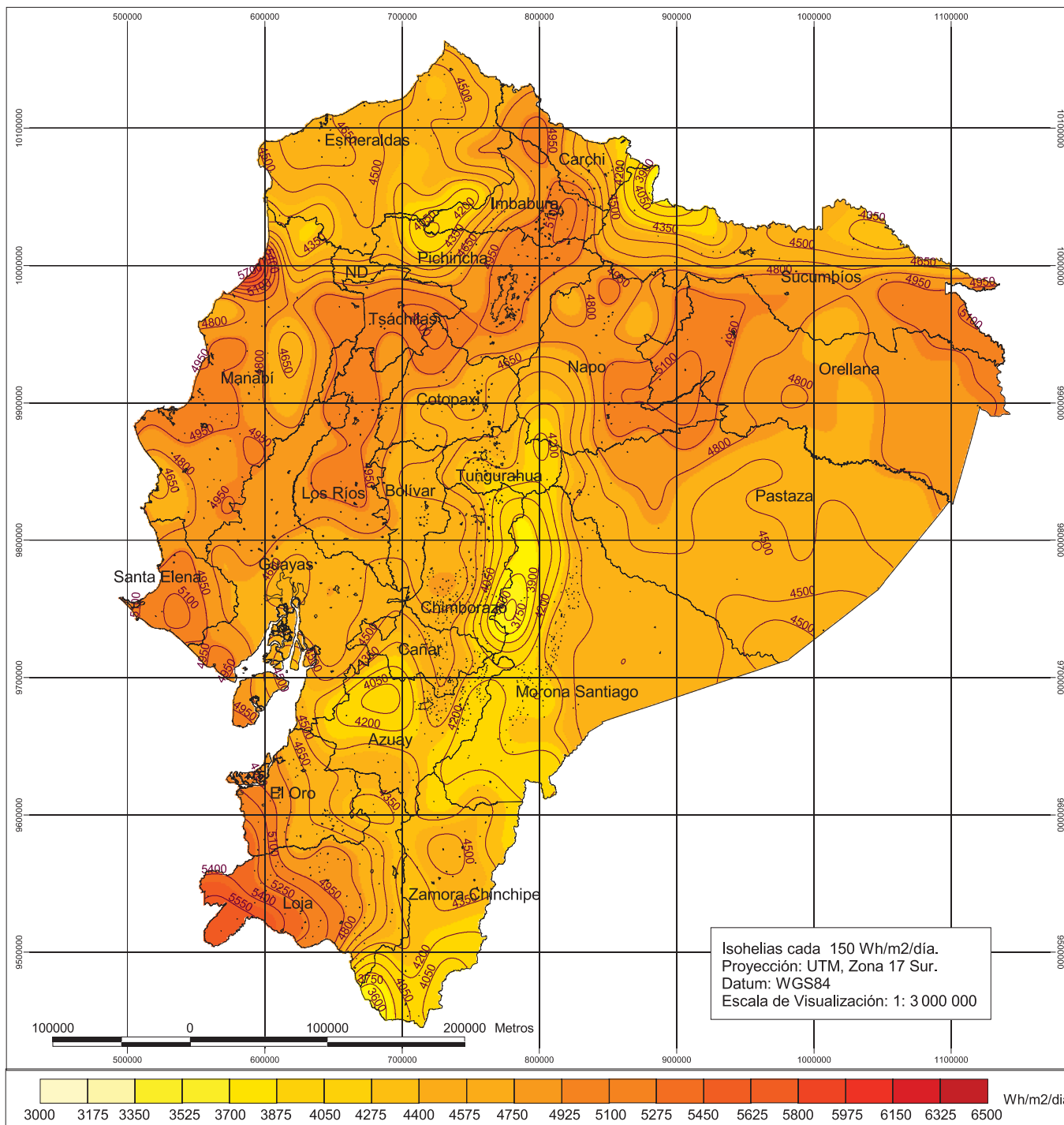
Valor Máximo: 5 817 Wh/m2/día
Valor Mínimo: 3 315 Wh/m2/día
Valor Promedio: 4 480,31 Wh/m2/día
Desviación Estándar: 334,7997 Wh/m2/día



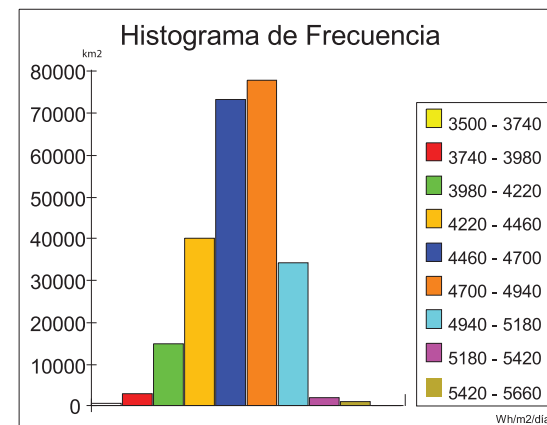
Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Febrero Fecha: Agosto del 2008



Insolación Global Marzo



Valor Máximo: 5 855 Wh/m²/día
 Valor Mínimo: 3 572 Wh/m²/día
 Valor Promedio: 4 655,19 Wh/m²/día
 Desviación Estándar: 291,5249 Wh/m²/día



Corporación para la Investigación Energética

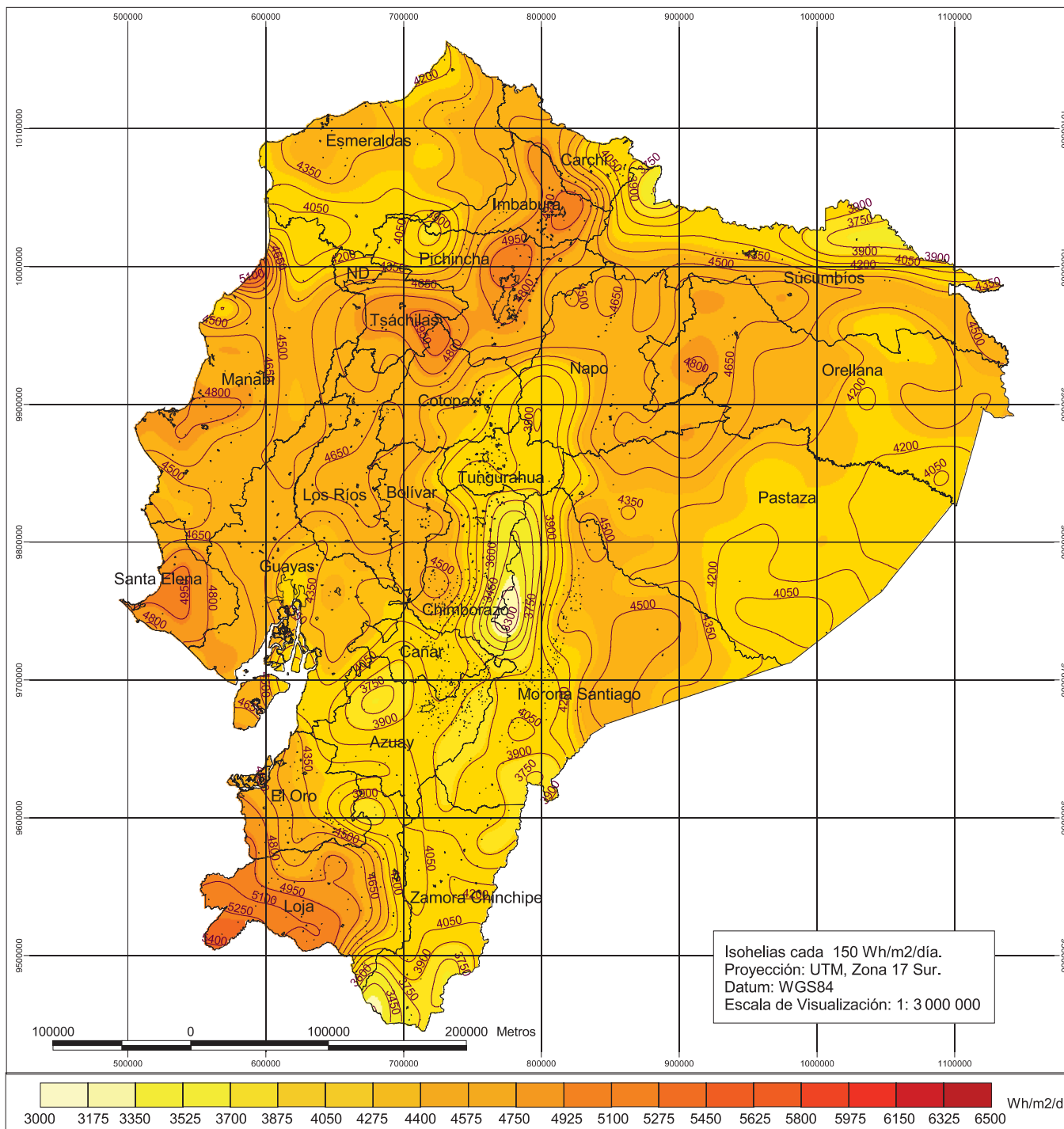
ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene:

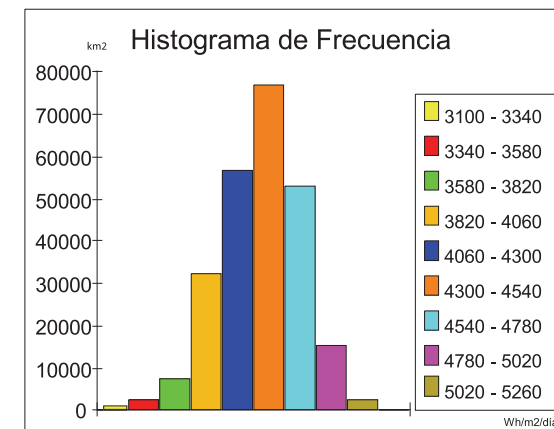
Insolación Global para el mes de Marzo

Fecha:

Agosto del 2008



Insolación Global Abril



Valor Máximo: 5 421 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3 188 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4 360,2057 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 315,9972 Wh/m²/día



Corporación para la Investigación Energética

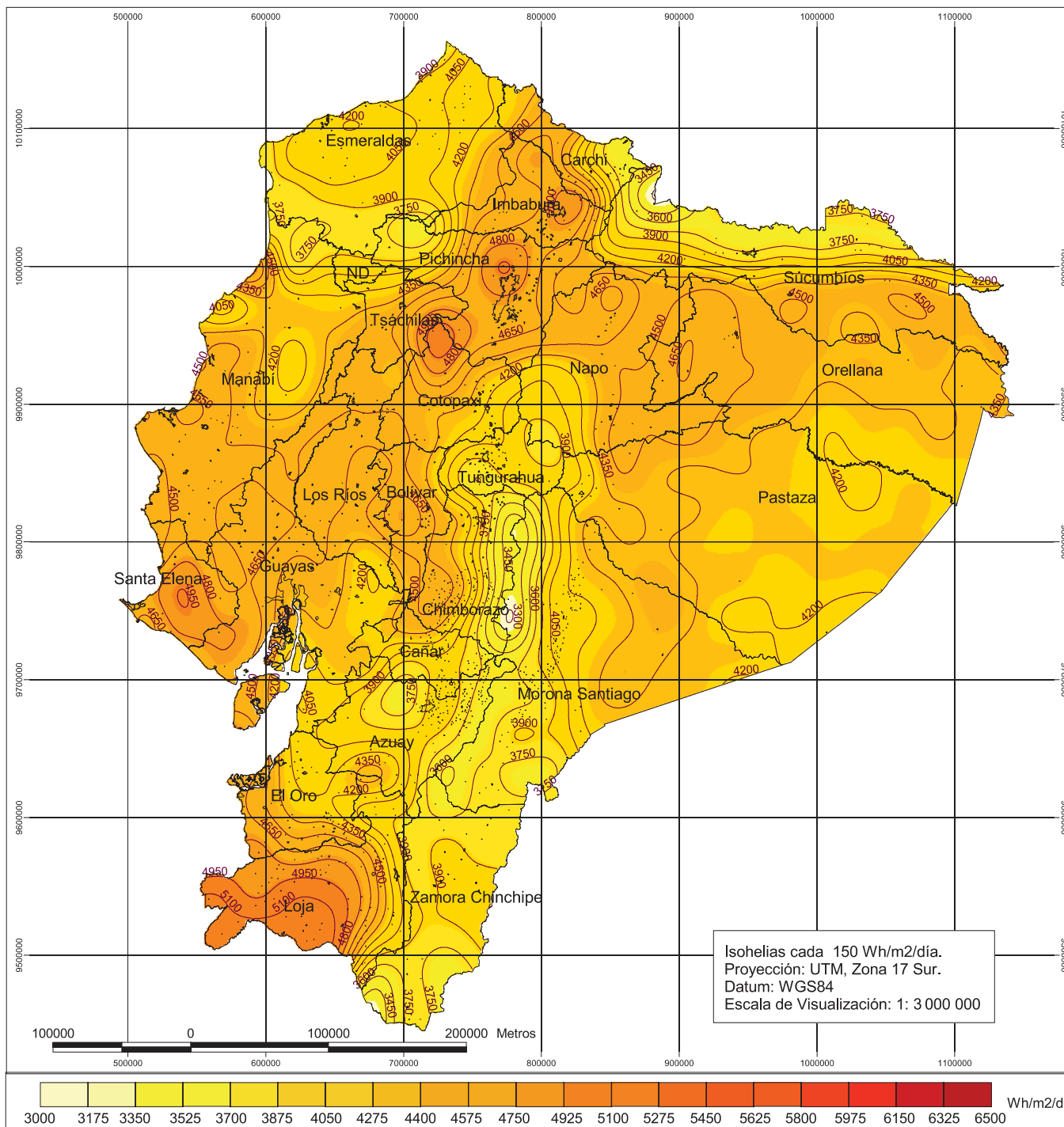
ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene:

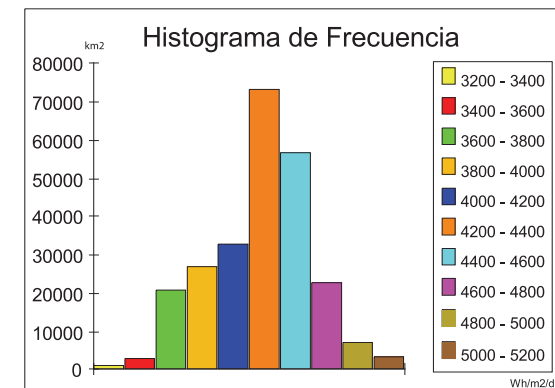
Insolación Global para el mes de Abril

Fecha:

Agosto del 2008



Insolación Global Mayo



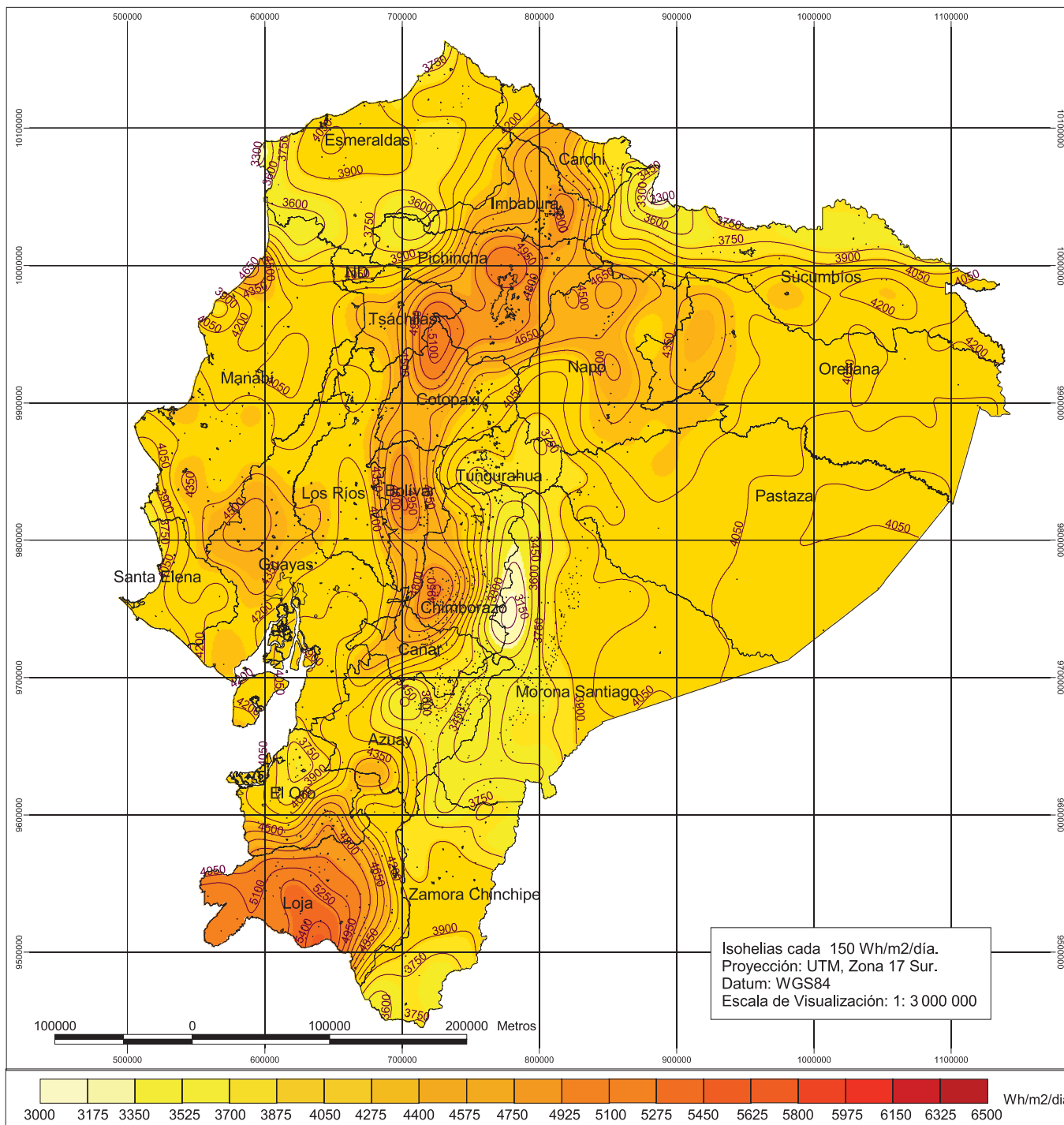
Valor Máximo: 5 213 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3 288 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4 276,06 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 325,6587 Wh/m²/día



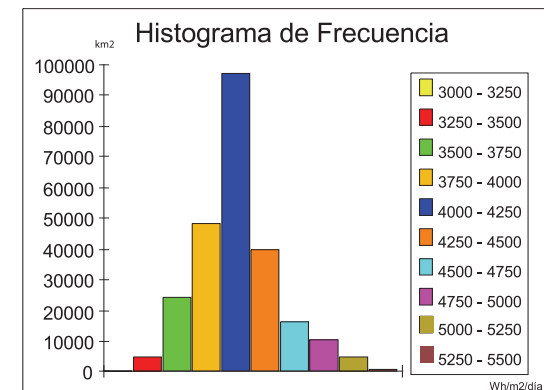
Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Mayo Fecha: Agosto del 2008



Insolación Global Junio



Valor Máximo: 5 474 Wh/m2/día
Valor Mínimo: 3 107 Wh/m2/día
Valor Promedio: 4 140,13 Wh/m2/día
Desviación Estándar: 351,9731 wh/m2/día



Corporación para la Investigación Energética

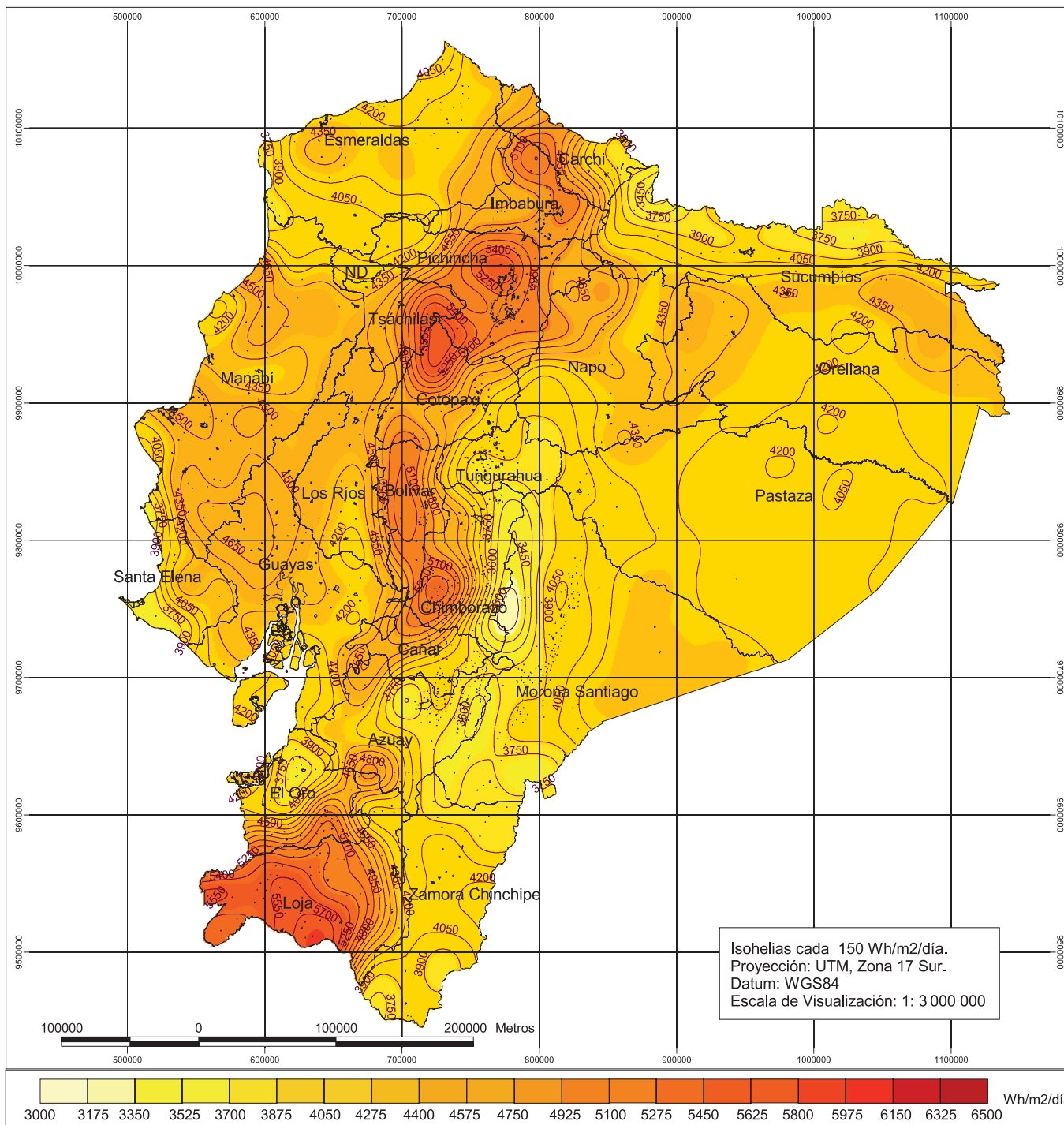
ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene:

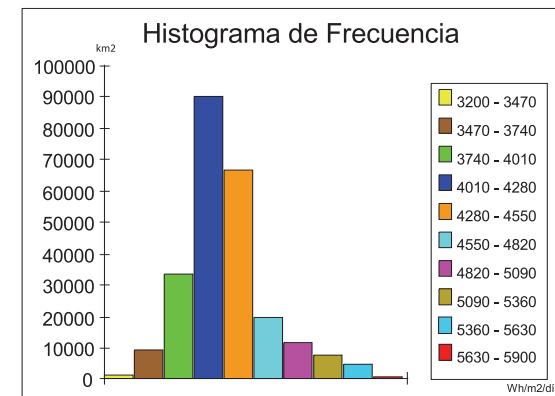
Insolación Global para el mes de Junio

Fecha:

Agosto del 2008



Insolación Global Julio



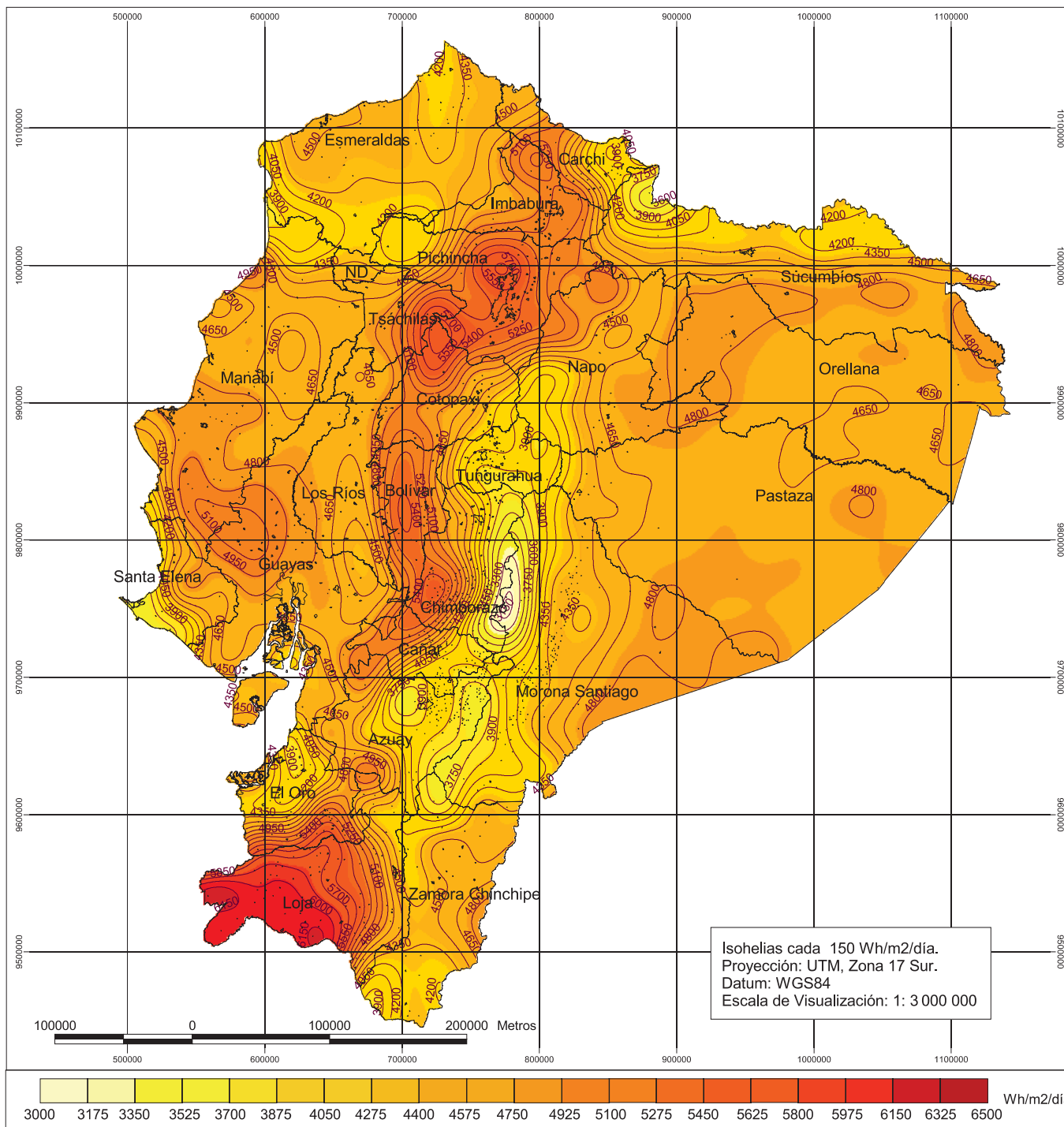
Valor Máximo: 5 842 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3 216 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4 308,48 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 392,9003 Wh/m²/día



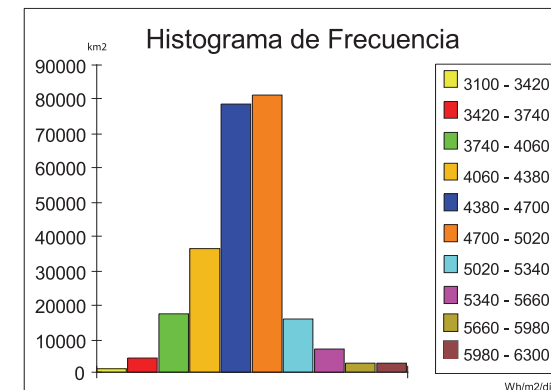
Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Julio Fecha: Agosto del 2008



Insolación Global Agosto



Valor Máximo: 6 254 Wh/m2/día
Valor Mínimo: 3 117 Wh/m2/día
Valor Promedio: 4 624,62 Wh/m2/día
Desviación Estándar: 429,5265 Wh/m2/día



Corporación para la Investigación Energética

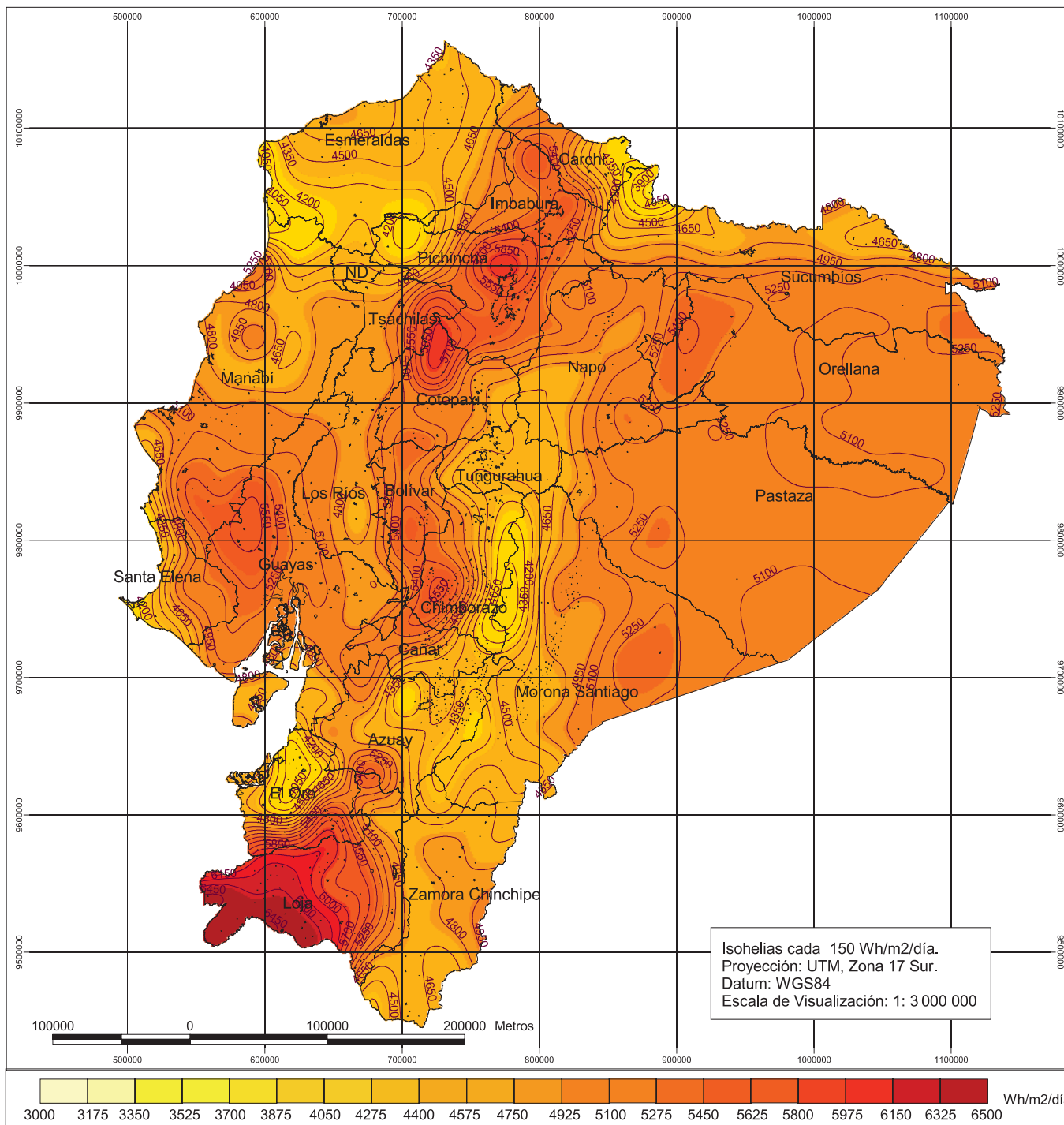
ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene:

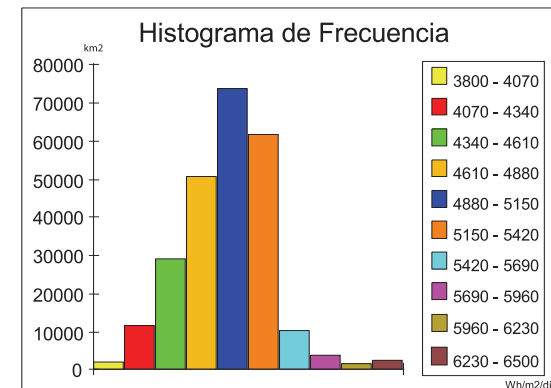
Insolación Global para el mes de Agosto

Fecha:

Agosto del 2008



Insolación Global Septiembre



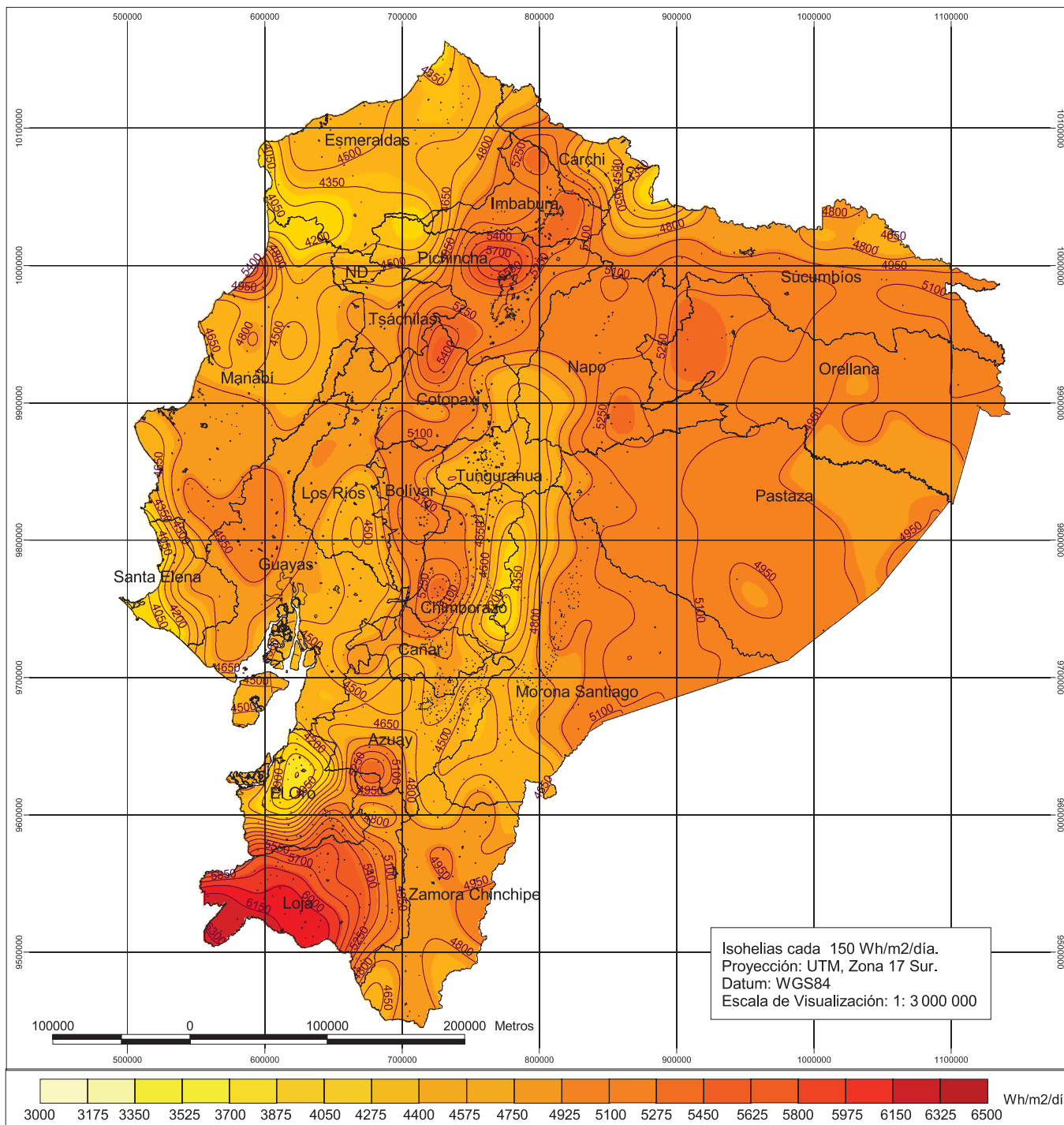
Valor Máximo: 6 492 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3 835 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4 974,44 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 390,9649 Wh/m²/día



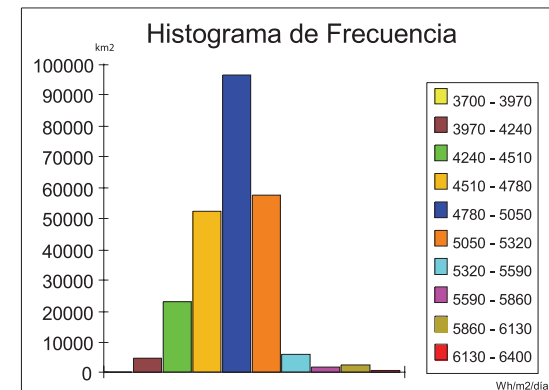
Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Septiembre
Fecha: Agosto del 2008



Insolación Global Octubre



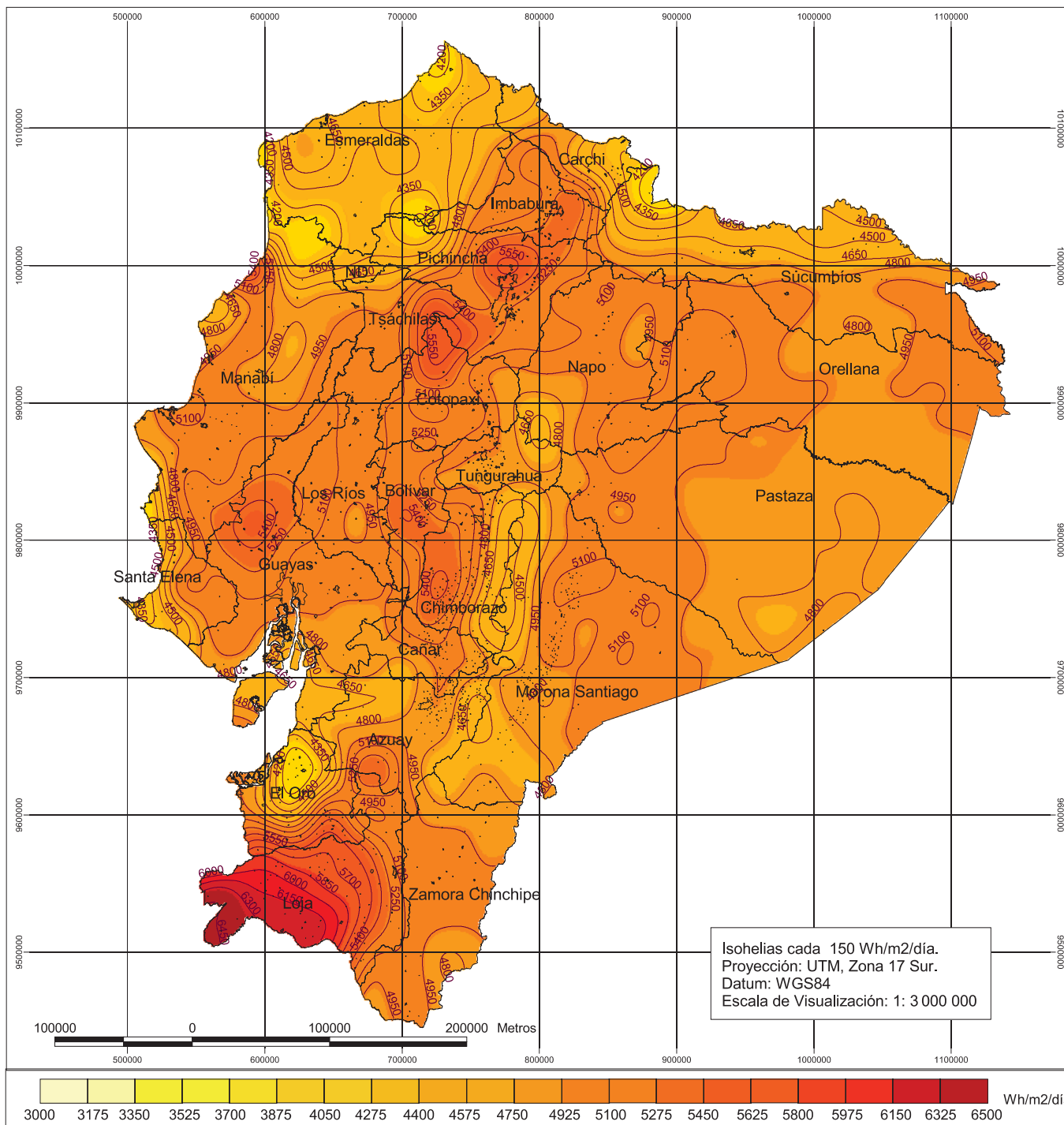
Valor Máximo: 6 323 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3 748 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4 888,34 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 324,2121 wh/m²/día



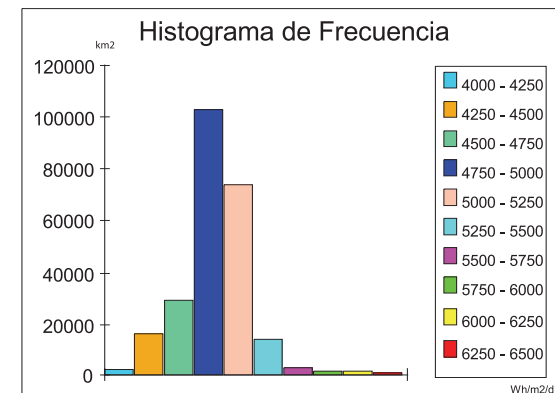
Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Octubre
Fecha: Agosto del 2008



Insolación Global Noviembre



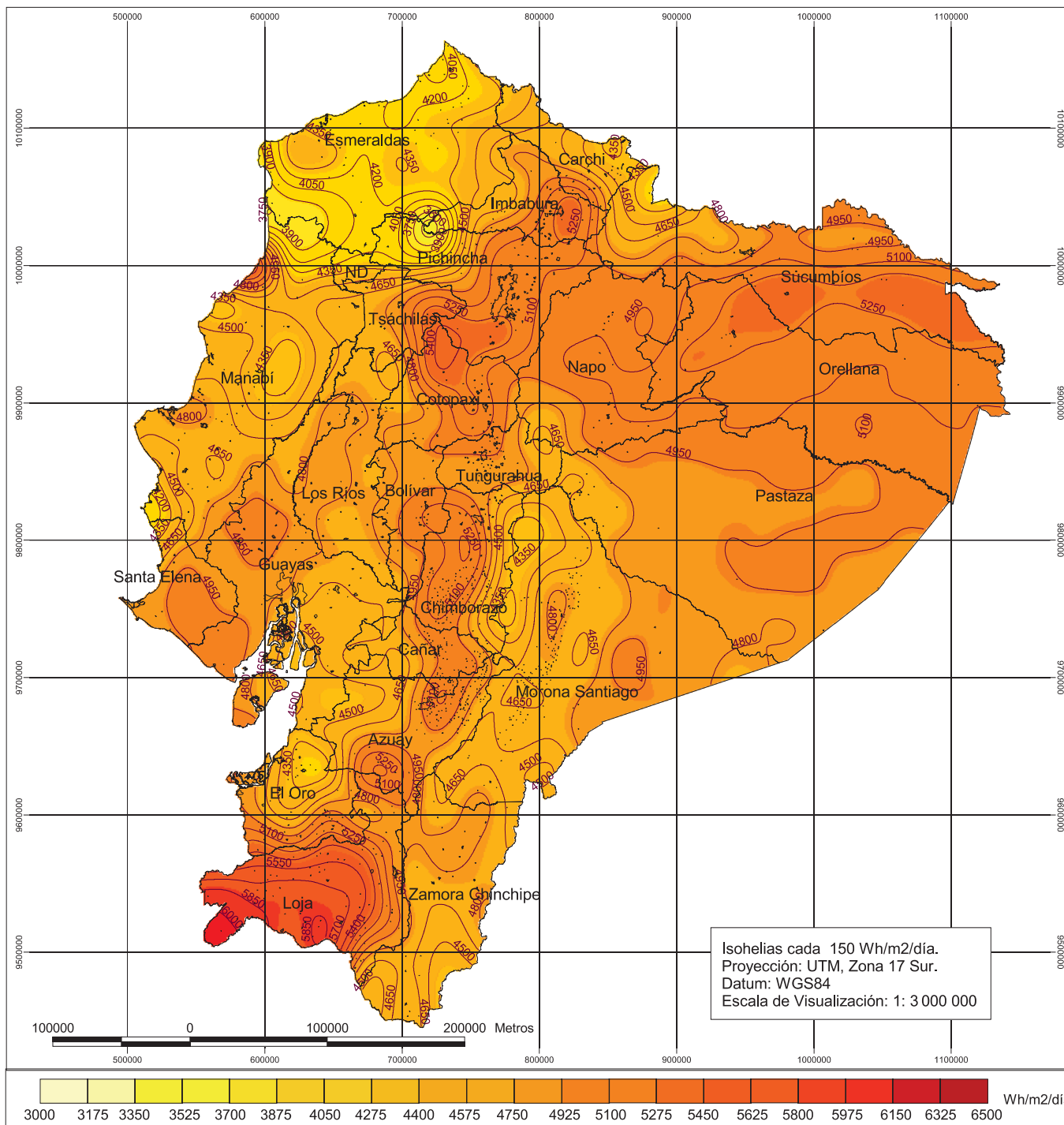
Valor Máximo: 6 484 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 4 059 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4 943,48 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 306,6717 Wh/m²/día



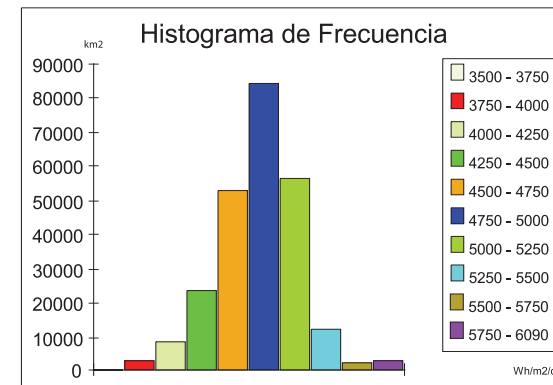
Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Noviembre
Fecha: Agosto del 2008



Insolación Global Diciembre



Valor Máximo: 6 089 Wh/m²/día
Valor Mínimo: 3 537 Wh/m²/día
Valor Promedio: 4837,51 Wh/m²/día
Desviación Estándar: 333,9529 Wh/m²/día



Corporación para la Investigación Energética

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global para el mes de Diciembre
Fecha: Agosto del 2008

ANEXO C

ESTRUCTURA DEL SEGUIDOR SOLAR DE 5KW

debasol

ENERGIA SOLAR

SEGUIDOR SOLAR

2 ejes/54 m²
Suntrack Mod. 520



- ▣ Estructura monoposte metálica calculada para vientos de 105 Km/h
- ▣ Protección anticorrosión de todos los elementos estructurales mediante tratamiento de galvanizado en caliente
- ▣ Seguimiento astronómico en dos ejes simultáneos: azimutal y cenital. Incrementos de producción de hasta el 35% frente a instalaciones fijas. Desfase máximo de 2° frente a la posición del sol
- ▣ Movimiento azimutal mediante corona giratoria de gran tamaño accionada por un conjunto motor-reductor eléctrico
- ▣ Movimiento cenital mediante elevador eléctrico con husillo de rosca trapecial
- ▣ Protección frente a esfuerzos excesivos de viento: con vientos superiores a 70 km/h (programable) el seguidor se coloca en posición horizontal
- ▣ Totalmente flexible y adaptable a los distintos modelos de panel solar (bajo pedido). Superficie máxima de panel equivalente a 54 m².

Características Técnicas

Dimensiones:

H1 (mm)	6278
H2 (mm)	3089
A1 (mm)	8712
A2 (mm)	6682
α (°)	0° - 60°
Superficie (m2)	58 ⁽¹⁾

Mecánicas

Potencia motor giro azimutal (kW)	0,25
Velocidad giro azimutal (rpm)	0,5
Potencia motor giro angular (kW)	0,75
Velocidad giro angular (rpm)	0,06
Peso (kg)	2100

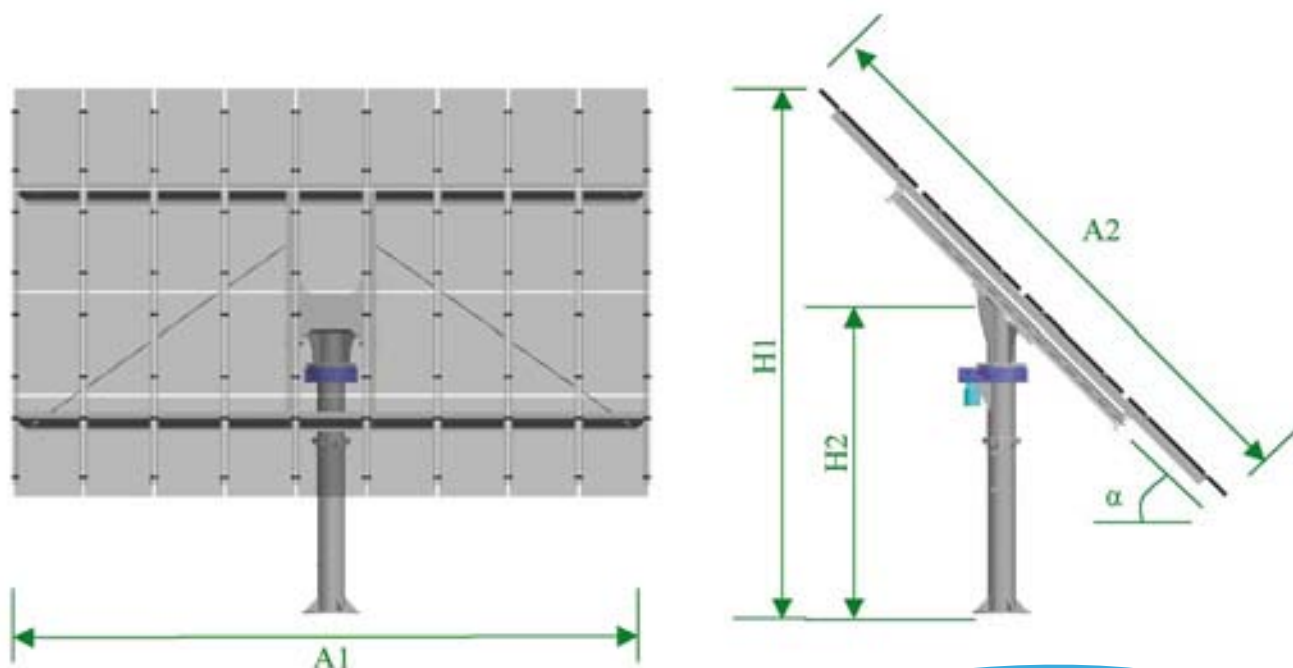
Cimentación Tipo

Dimensiones Zapata (m)	2,5x2,5x1,10 ⁽²⁾
Pernos Anclaje	10xØ20

Transporte

Volumen (m3)	4,2 ⁽¹⁾
--------------	--------------------

- (1) Cada seguidor se fabrica en función de los paneles a utilizar, por lo que la superficie indicada en el cuadro de características adjunto tiene únicamente valor orientativo y máximo.
- (2) De igual manera la cimentación recomendada en dicho cuadro corresponde a una zapata tipo, debiendo esta ser recalculada por el proyectista para cada ubicación definitiva del seguidor.



ANEXO D

TABLA PERIÓDICA DE LOS ELEMENTOS QUÍMICOS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1 H Hidrógeno 1,00794	2 He Helio 4,002602	<div> <div>Atómico</div> <div>Sím</div> <div>Nombre</div> <div>Peso</div> </div> <div>273</div>															
3 Li Litio 6,941	4 Be Berilio 9,012182	<div> <div>C</div> <div>Sólido</div> </div> <div> <div>Hg</div> <div>Líquido</div> </div> <div> <div>H</div> <div>Gaseoso</div> </div> <div> <div>Rf</div> <div>Desconocido</div> </div>															
5 Na Sodio 22,98976928	6 Mg Magnesio 24,305	<div> <div>Metales</div> <div>Alcalinos</div> <div>Alcalinotérreos</div> <div>Actínidos</div> <div>Metales de transición</div> <div>Metales del bloque p</div> </div>															
11 Na Sodio 22,98976928	12 Mg Magnesio 24,305	<div> <div>Metales</div> <div>Alcalinos</div> <div>Alcalinotérreos</div> <div>Actínidos</div> <div>Metales de transición</div> <div>Metales del bloque p</div> </div>															
19 K Potasio 39,0983	20 Ca Calcio 40,078	21 Sc Escandio 44,955912	22 Ti Titanio 47,887	23 V Vanadio 50,9415	24 Cr Cromo 51,9961	25 Mn Manganeso 54,938045	26 Fe Hierro 55,845	27 Co Cobalto 58,933195	28 Ni Níquel 58,6934	29 Cu Cobre 63,546	30 Zn Zinc 65,38	31 Ga Galio 69,723	32 Ge Germanio 72,63	33 As Arsénico 74,9216	34 Se Selenio 78,96	35 Br Bromo 79,904	36 Kr Kriptón 83,798
37 Rb Rubidio 85,4678	38 Sr Estroncio 87,62	39 Y Itrio 88,90585	40 Zr Zirconio 91,224	41 Nb Niobio 92,90638	42 Mo Molibdeno 95,96	43 Tc Tecnecio (98)	44 Ru Rutenio 101,07	45 Rh Rodio 102,9055	46 Pd Paladio 106,42	47 Ag Plata 107,8682	48 Cd Cadmio 112,411	49 In Indio 114,818	50 Sn Estaño 118,71	51 Sb Antimonio 121,76	52 Te Telurio 127,6	53 I Yodo 126,90447	54 Xe Xenón 131,293
55 Cs Cesio 132,9054519	56 Ba Bario 137,327	57-71	72 Hf Hafnio 178,49	73 Ta Tantalio 180,94788	74 W Wolframio 183,84	75 Re Renio 186,207	76 Os Osmio 190,23	77 Ir Iridio 192,217	78 Pt Platino 195,084	79 Au Oro 196,966569	80 Hg Mercurio 200,59	81 Tl Talio 204,3833	82 Pb Plomo 207,2	83 Bi Bismuto 208,9804	84 Po Polonio (209)	85 At Astatio (222)	86 Rn Radón (222)
87 Fr Francio (223)	88 Ra Radio (226)	89-103	104 Rf Rutherfordio (261)	105 Db Dubnio (268)	106 Sg Seaborgio (271)	107 Bh Bohrio (272)	108 Hs Hassio (270)	109 Mt Meitnerio (276)	110 Ds Darmstadtio (281)	111 Rg Roentgenio (280)	112 Cn Copernicio (285)	113 Uut Ununtrio (284)	114 Uuq Ununquadio (289)	115 Uup Ununpentio (288)	116 Uuh Ununhexio (293)	117 Uus Ununseptio (294)	118 Uuo Ununoctio (294)

ANEXO E
TABLA DE DATOS
PORTADORA (TRIANGULAR)
Y MODULADORAS
(SENOIDAL)

GRADOS	FASE "R"	FASE "S"	FASE "T"	4320 Hz			4320 Hz		
				TRIANGULAR	g1	g2	g3	g4	g5
0	0	1,51554446	-1,51554446	0	1	1	0	0	1
1	0,03054171	1,50004278	-1,53058449	0,8	0	1	1	0	0
2	0,06107412	1,48408417	-1,54515829	1,6	0	1	0	1	0
3	0,09158792	1,46767349	-1,55926142	1,6	0	1	0	1	0
4	0,12207383	1,45081575	-1,57288958	0,8	0	1	1	0	0
5	0,15252255	1,43351608	-1,58603863	0	1	0	1	0	0
6	0,18292481	1,41577974	-1,59870455	-0,8	1	0	1	0	0
7	0,21327135	1,39761214	-1,61088349	-1,6	1	0	1	0	0
8	0,24355293	1,37901882	-1,62257175	-1,6	1	0	1	0	0
9	0,27376031	1,36000543	-1,63376575	-0,8	1	0	1	0	0
10	0,30388431	1,34057778	-1,64446209	0	1	0	1	0	0
11	0,33391574	1,32074177	-1,65465751	0,8	0	1	1	0	0
12	0,36384546	1,30050344	-1,6643489	1,6	0	1	0	1	0
13	0,39366435	1,27986898	-1,67353332	1,6	0	1	0	1	0
14	0,42336332	1,25884465	-1,68220797	0,8	0	1	1	0	0
15	0,45293333	1,23743687	-1,6903702	0	1	0	1	0	0
16	0,48236537	1,21565215	-1,69801752	-0,8	1	0	1	0	0
17	0,51165048	1,19349713	-1,70514761	-1,6	1	0	1	0	0
18	0,54077974	1,17097856	-1,7117583	-1,6	1	0	1	0	0
19	0,56974427	1,1481033	-1,71784757	-0,8	1	0	1	0	0
20	0,59853525	1,12487832	-1,72341357	0	1	0	1	0	0
21	0,62714391	1,10131068	-1,7284546	0,8	0	1	1	0	0
22	0,65556154	1,07740758	-1,73296912	1,6	0	1	0	1	0
23	0,68377947	1,05317629	-1,73695577	1,6	0	1	0	1	0
24	0,71178913	1,02862419	-1,74041332	0,8	0	1	1	0	0
25	0,73958196	1,00375876	-1,74334072	0	1	0	1	0	0
26	0,76714951	0,97858758	-1,74573709	-0,8	1	0	1	0	0
27	0,79448337	0,95311831	-1,74760169	-1,6	1	0	1	0	0
28	0,82157523	0,92735871	-1,74893395	-1,6	1	0	1	0	0
29	0,84841684	0,90131663	-1,74973347	-0,8	1	0	1	0	0
30	0,875	0,875	-1,75	0	1	0	1	0	0
31	0,90131663	0,84841684	-1,74973347	0,8	1	0	1	0	0
32	0,92735871	0,82157523	-1,74893395	1,6	0	1	0	1	0
33	0,95311831	0,79448337	-1,74760169	1,6	0	1	0	1	0
34	0,97858758	0,76714951	-1,74573709	0,8	1	0	1	0	0
35	1,00375876	0,73958196	-1,74334072	0	1	0	1	0	0
36	1,02862419	0,71178913	-1,74041332	-0,8	1	0	1	0	0
37	1,05317629	0,68377947	-1,73695577	-1,6	1	0	1	0	0
38	1,07740758	0,65556154	-1,73296912	-1,6	1	0	1	0	0
39	1,10131068	0,62714391	-1,7284546	-0,8	1	0	1	0	0
40	1,12487832	0,59853525	-1,72341357	0	1	0	1	0	0
41	1,1481033	0,56974427	-1,71784757	0,8	0	1	1	0	0
42	1,17097856	0,54077974	-1,7117583	1,6	0	1	0	1	0
43	1,19349713	0,51165048	-1,70514761	1,6	0	1	0	1	0
44	1,21565215	0,48236537	-1,69801752	0,8	0	1	0	1	0
45	1,23743687	0,45293333	-1,6903702	0	1	0	1	0	0
46	1,25884465	0,42336332	-1,68220797	-0,8	1	0	1	0	0
47	1,27986898	0,39366435	-1,67353332	-1,6	1	0	1	0	0
48	1,30050344	0,36384546	-1,6643489	-1,6	1	0	1	0	0
49	1,32074177	0,33391574	-1,65465751	-0,8	1	0	1	0	0
50	1,34057778	0,30388431	-1,64446209	0	1	0	1	0	0
51	1,36000543	0,27376031	-1,63376575	0,8	1	0	1	0	0
52	1,37901882	0,24355293	-1,62257175	1,6	0	1	0	1	0
53	1,39761214	0,21327135	-1,61088349	1,6	0	1	0	1	0
54	1,41577974	0,18292481	-1,59870455	0,8	1	0	1	0	0
55	1,43351608	0,15252255	-1,58603863	0	1	0	1	0	0
56	1,45081575	0,12207383	-1,57288958	-0,8	1	0	1	0	0
57	1,46767349	0,09158792	-1,55926142	-1,6	1	0	1	0	0
58	1,48408417	0,06107412	-1,54515829	-1,6	1	0	1	0	0
59	1,50004278	0,03054171	-1,53058449	-0,8	1	0	1	0	0
60	1,51554446	2,144E-16	-1,51554446	0	1	0	1	0	0
61	1,53058449	-0,03054171	-1,50004278	0,8	1	0	1	0	0
62	1,54515829	-0,06107412	-1,48408417	1,6	0	1	0	1	0
63	1,55926142	-0,09158792	-1,46767349	1,6	0	1	0	1	0
64	1,57288958	-0,12207383	-1,45081575	0,8	1	0	1	0	0
65	1,58603863	-0,15252255	-1,43351608	0	1	0	1	0	0
66	1,59870455	-0,18292481	-1,41577974	-0,8	1	0	1	0	0
67	1,61088349	-0,21327135	-1,39761214	-1,6	1	0	1	0	0
68	1,62257175	-0,24355293	-1,37901882	-1,6	1	0	1	0	0
69	1,63376575	-0,27376031	-1,36000543	-0,8	1	0	1	0	0
70	1,64446209	-0,30388431	-1,34057778	0	1	0	1	0	0
71	1,65465751	-0,33391574	-1,32074177	0,8	1	0	1	0	0
72	1,6643489	-0,36384546	-1,30050344	1,6	1	0	0	1	0
73	1,67353332	-0,39366435	-1,27986898	1,6	1	0	0	1	0
74	1,68220797	-0,42336332	-1,25884465	0,8	1	0	1	0	0
75	1,6903702	-0,45293333	-1,23743687	0	1	0	1	0	0
76	1,69801752	-0,48236537	-1,21565215	-0,8	1	0	1	0	0
77	1,70514761	-0,51165048	-1,19349713	-1,6	1	0	1	0	0
78	1,7117583	-0,54077974	-1,17097856	-1,6	1	0	1	0	0
79	1,71784757	-0,56974427	-1,1481033	-0,8	1	0	1	0	0
80	1,72341357	-0,59853525	-1,12487832	0	1	0	1	0	0
81	1,7284546	-0,62714391	-1,10131068	0,8	1	0	1	0	0
82	1,73296912	-0,65556154	-1,07740758	1,6	1	0	0	1	0
83	1,73695577	-0,68377947	-1,05317629	1,6	1	0	0	1	0
84	1,74041332	-0,71178913	-1,02862419	0,8	1	0	1	0	0
85	1,74334072	-0,73958196	-1,00375876	0	1	0	1	0	0
86	1,74573709	-0,76714951	-0,97858758	-0,8	1	0	1	0	0
87	1,74760169	-0,79448337	-0,95311831	-1,6	1	0	1	0	0
88	1,74893395	-0,82157523	-0,92735871	-1,6	1	0	1	0	0
89	1,74973347	-0,84841684	-0,90131663	-0,8	1	0	1	0	0
90	1,75	-0,875	-0,875	0	1	0	1	0	0
91	1,74973347	-0,90131663	-0,84841684	0,8	1	0	0	1	0
92	1,74893395	-0,92735871	-0,82157523	1,6	1	0	0	1	0
93	1,74760169	-0,95311831	-0,79448337	1,6	1	0	0	1	0
94	1,74573709	-0,97858758	-0,76714951	0,8	1	0	0	1	0
95	1,74334072	-1,00375876	-0,73958196	0	1	0	0	1	0
96	1,74041332	-1,02862419	-0,71178913	-0,8	1	0	0	1	0
97	1,73695577	-1,05317629	-0,68377947	-1,6	1	0	0	1	0
98	1,73296912	-1,07740758	-0,65556154	-1,6	1	0	0	1	0
99	1,7284546	-1,10131068	-0,62714391	-0,8	1	0	0	1	0
100	1,72341357	-1,12487832	-0,59853525	0	1	0	0	1	0
101	1,71784757	-1,1481033	-0,56974427	0,8	1	0	0	1	0
102	1,7117583	-1,17097856	-0,54077974	1,6	1	0	0	1	0
103	1,70514761	-1,19349713	-0,51165048	1,6	1	0	0	1	0
104	1,69801752	-1,21565215	-0,48236537	0,8	1	0	0	1	0
105	1,6903702	-1,23743687	-0,45293333	0	1	0	0	1	0
106	1,68220797	-1,25884465	-0,42336332	-0,8	1	0	0	1	0
107	1,67353332	-1,27986898	-0,39366435	-1,6	1	0	0	1	0
108	1,6643489	-1,30050344	-0,36384546	-1,6	1	0	0	1	0
109	1,65465751	-1,32074177	-0,33391574	-0,8	1	0	0	1	0
110	1,64446209	-1,34057778	-0,30388431	0	1	0	0	1	0
111	1,63376575	-1,36000543	-0,27376031	0,8	1	0	0	1	0
112	1,62257175	-1,37901882	-0,24355293	1,6	1	0	0	1	0
113	1,61088349	-1,39761214	-0,21327135	1,6	1	0	0	1	0
114	1,59870455	-1,41577974	-0,18292481	0,8	1	0	0	1	0
115	1,58603863	-1,43351608	-0,15252255	0	1	0	0	1	0
116	1,57288958	-1,45081575	-0,12207383	-0,8	1	0	0	1	0
117	1,55926142	-1,46767349	-0,09158792	-1,6	1	0	0	1	0
118	1,54515829	-1,48408417	-0,06107412	-1,6	1	0	0	1	0
119	1,53058449	-1,50004278	-0,03054171	-0,8	1	0	0	1	0
120	1,51554446	-1,51554446	-4,288E-16	0	1	0	0	1	0
121	1,50004278	-1,53058449	0,03054171	0,8	1	0	0	1	0
122	1,48408417	-1,54515829	0,06107412	1,6	0	1	0	0	1
123	1,46767349	-1,55926142	0,09158792	1,6	0	1	0	0	1
124	1,45081575	-1,57288958	0,12207383	0,8	1	0	0	1	0
125	1,43351608	-1,58603863	0,15252255	0	1	0	0	1	0
126	1,41577974	-1,59870455	0,18292481	-0,8	1	0	0	1	0
127	1,39761214	-1,61088349	0,21327135	-1,6	1	0	0	1	0
128	1,3790188								

TABLA DE DATOS

[illegible]

ANEXO F

TABLA GENERADORA

MSPWM PIC18F252

VN[55]=%00010000
VN[56]=%00010010
VN[57]=%00010010
VN[58]=%00010010
VN[59]=%00010010
VN[60]=%00010010
VN[61]=%00010010
VN[62]=%00010010
VN[63]=%00010010
VN[64]=%00010010
VN[65]=%00000010
VN[66]=%00000010
VN[67]=%00000010
VN[68]=%00000010
VN[69]=%00010010
VN[70]=%00010010
VN[71]=%00010010
VN[72]=%00010010
VN[73]=%00010010
VN[74]=%00010010
VN[75]=%00010010
VN[76]=%00010010
VN[77]=%00010010
VN[78]=%00010010
VN[79]=%00010110
VN[80]=%00010110
VN[81]=%00010110
VN[82]=%00000110
VN[83]=%00000110
VN[84]=%00000110
VN[85]=%00000110
VN[86]=%00000110
VN[87]=%00000010
VN[88]=%00000010
VN[89]=%00000010
VN[90]=%00000010
VN[91]=%00000010
VN[92]=%00000010
VN[93]=%00000010
VN[94]=%00010010
VN[95]=%00010010
VN[96]=%00010010
VN[97]=%00010010
VN[98]=%00010010
VN[99]=%00010110
VN[100]=%00010110
VN[101]=%00010110
VN[102]=%00000110
VN[103]=%00000110
VN[104]=%00000110
VN[105]=%00000110
VN[106]=%00000110
VN[107]=%00000110
VN[108]=%00000110
VN[109]=%00000110
VN[110]=%00000110
VN[111]=%00000110
VN[112]=%00000010
VN[113]=%00000010
VN[114]=%00000010
VN[115]=%00000010
VN[116]=%00000110
VN[117]=%00000110
VN[118]=%00000110
VN[119]=%00000110
VN[120]=%00000110
VN[121]=%00000110
VN[122]=%00000110
VN[123]=%00000110
VN[124]=%00000110
VN[125]=%00000100
VN[126]=%00000100
VN[127]=%00000100
VN[128]=%00000100
VN[129]=%00000110
VN[130]=%00000110
VN[131]=%00000110
VN[132]=%00000110
VN[133]=%00000110
VN[134]=%00000110
VN[135]=%00000110
VN[136]=%00000110
VN[137]=%00000110
VN[138]=%00000110
VN[139]=%00100110
VN[140]=%00100110

Return

VP[0]=%00100100
VP[1]=%00100100
VP[2]=%00100100
VP[3]=%00100100
VP[4]=%00100100
VP[5]=%00100100
VP[6]=%00100100
VP[7]=%00100100
VP[8]=%00100100
VP[9]=%00100100
VP[10]=%00100000
VP[11]=%00100000
VP[12]=%00100000
VP[13]=%00100000
VP[14]=%00100100
VP[15]=%00100100
VP[16]=%00100100
VP[17]=%00100100
VP[18]=%00100101
VP[19]=%00100101
VP[20]=%00100101
VP[21]=%00100101
VP[22]=%00100101
VP[23]=%00100101
VP[24]=%00100100
VP[25]=%00100100
VP[26]=%00100000
VP[27]=%00100000
VP[28]=%00100000
VP[29]=%00100000
VP[30]=%00100000
VP[31]=%00100000
VP[32]=%00100000
VP[33]=%00100000
VP[34]=%00100000
VP[35]=%00100000
VP[36]=%00100001
VP[37]=%00100101
VP[38]=%00100101
VP[39]=%00100101
VP[40]=%00100101
VP[41]=%00100101
VP[42]=%00100101

VP[83]=%00101001
VP[84]=%00100001
VP[85]=%001010001
VP[86]=%00000001
VP[87]=%00000001
VP[88]=%00000001
VP[89]=%00000001
VP[90]=%00000001
VP[91]=%00000000
VP[92]=%00000000
VP[93]=%00000001
VP[94]=%00000001
VP[95]=%00001001
VP[96]=%00001001
VP[97]=%00101001
VP[98]=%00101001
VP[99]=%00101001
VP[100]=%00101001
VP[101]=%00101001
VP[102]=%00101001
VP[103]=%00001001
VP[104]=%00001001
VP[105]=%00001001
VP[106]=%00001001
VP[107]=%00000001
VP[108]=%00000001
VP[109]=%00000001
VP[110]=%00000001
VP[111]=%00001001
VP[112]=%00001001
VP[113]=%00001001
VP[114]=%00001001
VP[115]=%00001001
VP[116]=%00001001
VP[117]=%00001001
VP[118]=%00001001
VP[119]=%00001001
VP[120]=%00001001
VP[121]=%00001001
VP[122]=%00001001
VP[123]=%00001001
VP[124]=%00001001
VP[125]=%00001001
VP[126]=%00001001
VP[127]=%00001001
VP[128]=%00001001

VP[169]=%00001000
VP[170]=%00001000
VP[171]=%00001000
VP[172]=%00001000
VP[173]=%00011000
VP[174]=%00001000
VP[175]=%00011000
VP[176]=%00011000
VP[177]=%00011000
VP[178]=%00011000
VP[179]=%00011000
VN[0]=%00011000
VN[1]=%00011000
VN[2]=%00011000
VN[3]=%00011000
VN[4]=%00011000
VN[5]=%00011000
VN[6]=%00011000
VN[7]=%00011000
VN[8]=%00011000
VN[9]=%00011000
VN[10]=%00010000
VN[11]=%00010000
VN[12]=%00010000
VN[13]=%00010000
VN[14]=%00011000
VN[15]=%00011000
VN[16]=%00011000
VN[17]=%00011000
VN[18]=%00011010
VN[19]=%00011010
VN[20]=%00011010
VN[21]=%00011010
VN[22]=%00011010
VN[23]=%00011010
VN[24]=%00011000
VN[25]=%00011000
VN[26]=%00010000
VN[27]=%00010000
VN[28]=%00010000
VN[29]=%00010000
VN[30]=%00010000
VN[31]=%00010000
VN[32]=%00010000
VN[33]=%00010000
VN[34]=%00010000

VN[75]=%00010010
VN[76]=%00010010
VN[77]=%00010010
VN[78]=%00010110
VN[79]=%00010110
VN[80]=%00010110
VN[81]=%00010110
VN[82]=%00010110
VN[83]=%00010110
VN[84]=%00010010
VN[85]=%00010010
VN[86]=%00000010
VN[87]=%00000010
VN[88]=%00000010
VN[89]=%00000010
VN[90]=%00000010
VN[91]=%00000010
VN[92]=%00000010
VN[93]=%00000010
VN[94]=%00000010
VN[95]=%00000110
VN[96]=%00000110
VN[97]=%00010110
VN[98]=%00010110
VN[99]=%00010110
VN[100]=%00010110
VN[101]=%00010110
VN[102]=%00010110
VN[103]=%00000110
VN[104]=%00000110
VN[105]=%00000110
VN[106]=%00000110
VN[107]=%00000010
VN[108]=%00000010
VN[109]=%00000010
VN[110]=%00000010
VN[111]=%00000110
VN[112]=%00000110
VN[113]=%00000110
VN[114]=%00000110
VN[115]=%00000110
VN[116]=%00000110
VN[117]=%00000110
VN[118]=%00000110
VN[119]=%00000110
VN[120]=%00000110

Return

```
VP[0]=%00100100
VP[1]=%00100100
VP[2]=%00100100
VP[3]=%00100100
VP[4]=%00100100
VP[5]=%00100100
VP[6]=%00100100
VP[7]=%00100100
VP[8]=%00100100
VP[9]=%00100100
VP[10]=%00100100
VP[11]=%00100100
VP[12]=%00100100
VP[13]=%00100100
VP[14]=%00100100
VP[15]=%001000000
VP[16]=%001000001
VP[17]=%001000001
VP[18]=%001000001
VP[19]=%001000101
VP[20]=%001001001
VP[21]=%001001001
VP[22]=%001001001
```

VP[86]=%00100001
VP[87]=%00100001
VP[88]=%00100001
VP[89]=%00000001
VP[90]=%00000001
VP[91]=%00000001
VP[92]=%00001001
VP[93]=%00001001
VP[94]=%00001001
VP[95]=%00001001
VP[96]=%00001001
VP[97]=%00001001
VP[98]=%00001001
VP[99]=%00001001
VP[100]=%00101001
VP[101]=%00101001
VP[102]=%00100001
VP[103]=%00100001
VP[104]=%00100001
VP[105]=%00000001
VP[106]=%00000001
VP[107]=%00001001
VP[108]=%00001001

VP[172]=%00011000
VP[173]=%00011000
VP[174]=%00011000
VP[175]=%00011000
VP[176]=%00011000
VP[177]=%00011000
VP[178]=%00011000
VP[179]=%00011000
VN[0]=%00011000
VN[1]=%00011000
VN[2]=%00011000
VN[3]=%00011000
VN[4]=%00011000
VN[5]=%00011000
VN[6]=%00011000
VN[7]=%00011000
VN[8]=%00011000
VN[9]=%00011000
VN[10]=%00011000
VN[11]=%00011000
VN[12]=%00011000
VN[13]=%00011000
VN[14]=%00011000

VN[78]=%00000110
VN[79]=%00010110
VN[80]=%00010110
VN[81]=%00010010
VN[82]=%00010010
VN[83]=%00010010
VN[84]=%00010010
VN[85]=%00010010
VN[86]=%00010010
VN[87]=%00010010
VN[88]=%00010010
VN[89]=%00000010
VN[90]=%00000010
VN[91]=%00000010
VN[92]=%00000010
VN[93]=%00000110
VN[94]=%00000110
VN[95]=%00000110
VN[96]=%00000110
VN[97]=%00000110
VN[98]=%00000110
VN[99]=%00000110
VN[100]=%00010110

```
VP[0]=%00000000
VP[1]=%00000000
```

Return

MSPWM110:

VN[146]=%00100100
VN[147]=%00100100
VN[148]=%00100100
VN[149]=%00100110
VN[150]=%00100110
VN[151]=%00100110
VN[152]=%00000110
VN[153]=%00000110
VN[154]=%00000110
VN[155]=%00000100
VN[156]=%00100100
VN[157]=%00100100
VN[158]=%00100100
VN[159]=%00100100
VN[160]=%00100100
VN[161]=%00100100
VN[162]=%00100100
VN[163]=%00100100
VN[164]=%00100100
VN[165]=%00100110
VN[166]=%00100110
VN[167]=%00100110
VN[168]=%00100100
VN[169]=%00100100
VN[170]=%00100100
VN[171]=%00100100
VN[172]=%00100100
VN[173]=%00100100
VN[174]=%00100100
VN[175]=%00100100
VN[176]=%00100100
VN[177]=%00100100
VN[178]=%00100100
VN[179]=%00100100

MSPWM120:

VP[48]=%00100101
VP[49]=%00100101
VP[50]=%00100001
VP[51]=%00100001
VP[52]=%00100001
VP[53]=%00100001
VP[54]=%00100001
VP[55]=%00100001
VP[56]=%00100001
VP[57]=%00100001
VP[58]=%00100001
VP[59]=%00100001
VP[60]=%00100001
VP[61]=%00100001
VP[62]=%00100000
VP[63]=%00100000
VP[64]=%00100000
VP[65]=%00100001
VP[66]=%00100001
VP[67]=%00100001
VP[68]=%00100001
VP[69]=%00100001
VP[70]=%00100001
VP[71]=%00101001
VP[72]=%00101001
VP[73]=%00101001
VP[74]=%00100001
VP[75]=%00100001
VP[76]=%00100001
VP[77]=%00100001
VP[78]=%00100001
VP[79]=%00100001
VP[80]=%00100001
VP[81]=%00100001
VP[82]=%00100001
VP[83]=%00101001
VP[84]=%00101001
VP[85]=%00101001
VP[86]=%00101001
VP[87]=%00100001
VP[88]=%00100001
VP[89]=%00100001
VP[90]=%00000001
VP[91]=%00000101
VP[92]=%00000101
VP[93]=%00000101
VP[94]=%00101001
VP[95]=%00101001
VP[96]=%00101001
VP[97]=%00101001
VP[98]=%00000101
VP[99]=%00000101
VP[100]=%00000101
VP[101]=%00000101
VP[102]=%00000101
VP[103]=%00000101
VP[104]=%00000101
VP[105]=%00000101
VP[106]=%00000101
VP[107]=%00101001
VP[108]=%00101001
VP[109]=%00101001
VP[110]=%00000101
VP[111]=%00000101
VP[112]=%00000101
VP[113]=%00000101
VP[114]=%00000101
VP[115]=%00000101
VP[116]=%00000101
VP[117]=%00000101
VP[118]=%00000101
VP[119]=%00000101
VP[120]=%00000101
VP[121]=%00000101
VP[122]=%00000101
VP[123]=%00000101
VP[124]=%00000101
VP[125]=%00000101
VP[126]=%00000101
VP[127]=%00000101
VP[128]=%00000101
VP[129]=%00000101
VP[130]=%00000101
VP[131]=%00011001
VP[132]=%00011001
VP[133]=%00011001

VP[134]=%00001001
VP[135]=%00001001
VP[136]=%00001001
VP[137]=%00001001
VP[138]=%00001001
VP[139]=%00001001
VP[140]=%00001001
VP[141]=%00001001
VP[142]=%00001001
VP[143]=%00011001
VP[144]=%00011001
VP[145]=%00011001
VP[146]=%00011001
VP[147]=%00001001
VP[148]=%00001001
VP[149]=%00001001
VP[150]=%00001000
VP[151]=%00011000
VP[152]=%00011000
VP[153]=%00011000
VP[154]=%00011001
VP[155]=%00011001
VP[156]=%00011001
VP[157]=%00011001
VP[158]=%00011000
VP[159]=%00011000
VP[160]=%00011000
VP[161]=%00011000
VP[162]=%00011000
VP[163]=%00011000
VP[164]=%00011000
VP[165]=%00011000
VP[166]=%00011000
VP[167]=%00011001
VP[168]=%00011001
VP[169]=%00011001
VP[170]=%00011000
VP[171]=%00011000
VP[172]=%00011000
VP[173]=%00011000
VP[174]=%00011000
VP[175]=%00011000
VP[176]=%00011000
VP[177]=%00011000
VP[178]=%00011000
VP[179]=%00011000
VN[0]=%00011000
VN[1]=%00011000
VN[2]=%00011000
VN[3]=%00011000
VN[4]=%00011000
VN[5]=%00011000
VN[6]=%00011000
VN[7]=%00011000
VN[8]=%00011000
VN[9]=%00011000
VN[10]=%00011000
VN[11]=%00011010
VN[12]=%00011010
VN[13]=%00011010
VN[14]=%00011000
VN[15]=%00011000
VN[16]=%00011000
VN[17]=%00011000
VN[18]=%00011000
VN[19]=%00011000
VN[20]=%00011000
VN[21]=%00011000
VN[22]=%00011000
VN[23]=%00011010
VN[24]=%00011010
VN[25]=%00011010
VN[26]=%00011010
VN[27]=%00011000
VN[28]=%00011000
VN[29]=%00011000
VN[30]=%00010000
VN[31]=%00010010
VN[32]=%00010010
VN[33]=%00010010
VN[34]=%00011010
VN[35]=%00011010
VN[36]=%00011010
VN[37]=%00011010
VN[38]=%00010010
VN[39]=%00010010

VN[40]=%00010010	VN[76]=%00010010	VN[112]=%00000110	VN[148]=%00000110
VN[41]=%00010010	VN[77]=%00010010	VN[113]=%00000110	VN[149]=%00000110
VN[42]=%00010010	VN[78]=%00010010	VN[114]=%00000110	VN[150]=%00000100
VN[43]=%00010010	VN[79]=%00010010	VN[115]=%00000110	VN[151]=%00100100
VN[44]=%00010010	VN[80]=%00010010	VN[116]=%00000110	VN[152]=%00100100
VN[45]=%00010010	VN[81]=%00010010	VN[117]=%00000110	VN[153]=%00100100
VN[46]=%00010010	VN[82]=%00010010	VN[118]=%00000110	VN[154]=%00100110
VN[47]=%00011010	VN[83]=%00010110	VN[119]=%00000110	VN[155]=%00100110
VN[48]=%00011010	VN[84]=%00010110	VN[120]=%00000110	VN[156]=%00100110
VN[49]=%00011010	VN[85]=%00010110	VN[121]=%00000110	VN[157]=%00100110
VN[50]=%00010010	VN[86]=%00010110	VN[122]=%00000110	VN[158]=%00100100
VN[51]=%00010010	VN[87]=%00010010	VN[123]=%00000110	VN[159]=%00100100
VN[52]=%00010010	VN[88]=%00010010	VN[124]=%00000110	VN[160]=%00100100
VN[53]=%00010010	VN[89]=%00010010	VN[125]=%00000110	VN[161]=%00100100
VN[54]=%00010010	VN[90]=%00000010	VN[126]=%00000110	VN[162]=%00100100
VN[55]=%00010010	VN[91]=%00000110	VN[127]=%00000110	VN[163]=%00100100
VN[56]=%00010010	VN[92]=%00000110	VN[128]=%00000110	VN[164]=%00100100
VN[57]=%00010010	VN[93]=%00000110	VN[129]=%00000110	VN[165]=%00100100
VN[58]=%00010010	VN[94]=%00010110	VN[130]=%00000110	VN[166]=%00100100
VN[59]=%00010010	VN[95]=%00010110	VN[131]=%00100110	VN[167]=%00100110
VN[60]=%00010010	VN[96]=%00010110	VN[132]=%00100110	VN[168]=%00100110
VN[61]=%00010010	VN[97]=%00010110	VN[133]=%00100110	VN[169]=%00100110
VN[62]=%00010010	VN[98]=%00000110	VN[134]=%00000110	VN[170]=%00100100
VN[63]=%00010010	VN[99]=%00000110	VN[135]=%00000110	VN[171]=%00100100
VN[64]=%00010010	VN[100]=%00000110	VN[136]=%00000110	VN[172]=%00100100
VN[65]=%00010010	VN[101]=%00000110	VN[137]=%00000110	VN[173]=%00100100
VN[66]=%00010010	VN[102]=%00000110	VN[138]=%00000110	VN[174]=%00100100
VN[67]=%00010010	VN[103]=%00000110	VN[139]=%00000110	VN[175]=%00100100
VN[68]=%00010010	VN[104]=%00000110	VN[140]=%00000110	VN[176]=%00100100
VN[69]=%00010010	VN[105]=%00000110	VN[141]=%00000110	VN[177]=%00100100
VN[70]=%00010010	VN[106]=%00000110	VN[142]=%00000110	VN[178]=%00100100
VN[71]=%00010110	VN[107]=%00010110	VN[143]=%00100110	VN[179]=%00100100
VN[72]=%00010110	VN[108]=%00010110	VN[144]=%00100110	
VN[73]=%00010110	VN[109]=%00010110	VN[145]=%00100110	Return
VN[74]=%00010010	VN[110]=%00000110	VN[146]=%00100110	
VN[75]=%00010010	VN[111]=%00000110	VN[147]=%00000110	

ANEXO G

TABLA NORMALIZADA DE CONDUCTORES

Conductores de Cobre Tipo THW**CONDUCTOR ELABORADO BAJO NORMAS:**

NEMA WC-5 • ICEA S-61-402 • ASTM B3, B8 • UL STANDARD 83 • INEN

FORMA DE EMBALAJE:

A: Rollo de 100 m.

B: Carrete de 1500 m.

C: Carrete de 1000 m.

D: Carrete de 500 m.

E: Carrete múltiplo de 1000 m.

Z - Long. a requerimiento del cliente.

COLORES DISPONIBLES:

Cables (calibres 20 al 10 AWG): Negro, blanco, celeste, azul, rojo, púrpura, amarillo y verde.

Cables (calibres 8 al 2 AWG): Negro, blanco, azul y rojo.

Cables (calibres 1 al 1000 AWG): Negro.

**CALIBRES SUPERIORES (DESDE EL 750 MCM HASTA EL 1.000 MCM),
BAJO REQUERIMIENTO.**

CALIBRE AWG O MCM	SECCION mm ²	FORMACION No. de hilos por diámetro mm.	ESPESOR AISLAMIENTO mm.	DIAMETRO EXTERIOR MM.	PESO TOTAL Kg/Km	CAPAC. DE CORRIENTE para 1 conductor al aire libre Amp.	CAPAC. DE CORRIENTE para 3 conductores en conduit Amp.	ALTERNAT. DE EMBALAJE.
14	2,08	1 x 1,63	1,14	3,91	31,60	30	20	A,B
12	3,31	1 x 2,05	1,14	4,33	44,50	35	25	A,C
10	5,26	1 x 2,59	1,14	4,87	64,40	50	35	A,D
8	8,34	1 x 3,26	1,52	6,30	104,50	70	50	A,B
14	2,08	7 x 0,62	1,14	2,28	33,20	30	20	A,B
12	3,31	7 x 0,78	1,14	4,14	46,90	35	25	A,C
10	5,26	7 x 0,98	1,14	4,62	67,50	50	35	A,D
8	8,37	7 x 1,23	1,52	5,98	116,60	70	50	A,B,E
6	13,30	7 x 1,55	1,52	6,73	170,40	95	65	A,E
4	21,15	7 x 1,96	1,52	7,69	255,50	125	85	A,E
2	33,62	7 x 2,47	1,52	8,92	388,90	170	115	A,E
1	42,36	7 x 2,78	2,03	11,47	482,90	195	130	A,D,E
1/0	53,49	19 x 1,89	2,03	13,51	621,00	230	150	D,E,Z
2/0	67,43	19 x 2,12	2,03	14,66	778,00	265	175	D,E,Z
3/0	85,01	19 x 2,39	2,03	16,01	934,00	310	200	D,E,Z
4/0	107,20	19 x 2,68	2,03	17,46	1159,00	360	230	D,E,Z
250	127,00	37 x 2,09	2,41	19,45	1368,00	405	255	Z
300	152,00	37 x 2,29	2,41	20,85	1623,00	445	285	Z
350	177,00	37 x 2,47	2,41	22,11	1876,00	505	310	Z
400	203,00	37 x 2,64	2,41	23,30	2128,00	545	335	Z
500	253,00	37 x 2,95	2,41	25,47	2631,00	620	380	Z
600	304,00	37 x 3,23	2,79	28,19	3174,00	690	420	Z
650	329,00	37 x 3,37	2,79	29,17	3345,00	725	440	Z
700	355,00	37 x 3,49	2,79	30,01	3609,00	755	460	Z

ANEXO H

PANEL SOLAR KYOCERA

215W



KD 200-54 P Series

KD205GX-LPU

KD210GX-LPU

KD215GX-LPU

CUTTING EDGE TECHNOLOGY

As a pioneer with over 35 years in the solar energy industry, Kyocera demonstrates leadership in the development of solar energy products. Kyocera's *Kaizen* Philosophy, commitment to continuous improvement, is shown by repeatedly achieving world record cell efficiencies.

QUALITY BUILT IN

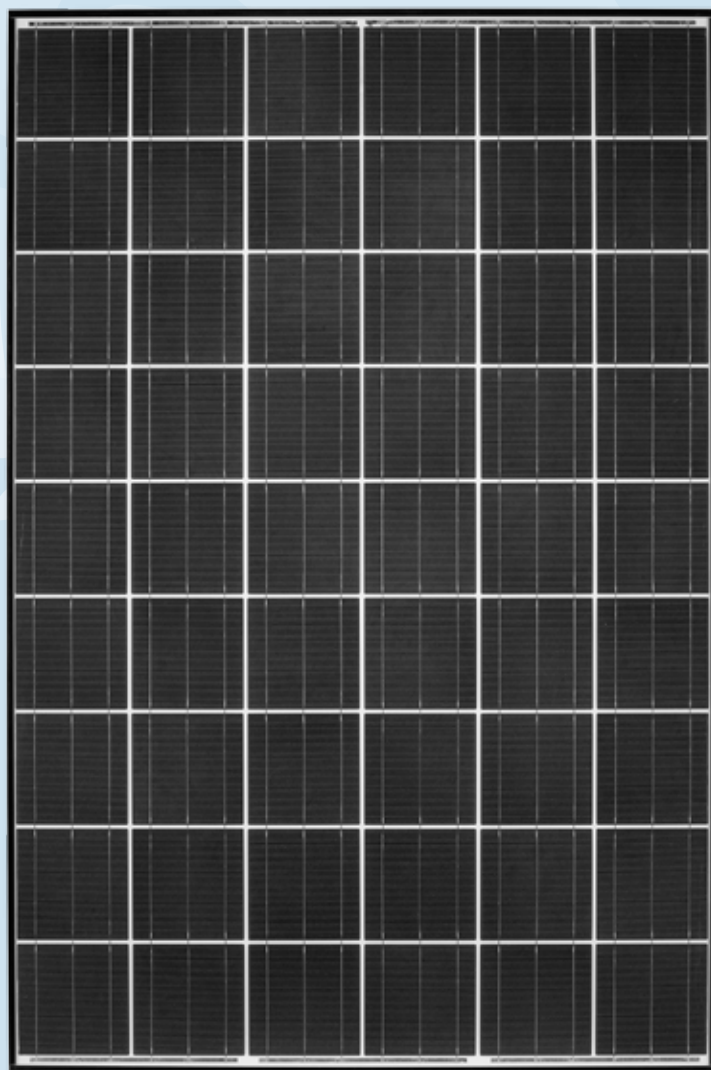
- UV stabilized, aesthetically pleasing black anodized frame
- Supported by major mounting structure manufacturers
- Easily accessible grounding points on all four corners for fast installation
- Proven junction box technology with 12 AWG PV wire to work with transformerless inverters
- Quality locking MC4 plug-in connectors to provide safe and quick connections

RELIABLE

- Proven superior field performance
- Tight power tolerance
- Only module manufacturer to pass rigorous long-term testing performed by TÜV Rheinland

WARRANTY

- Kyocera standard 20 year power output warranty and 5 year workmanship warranty applies in USA
- Extended warranties available per project requirements
- Kyocera standard 20 year power output warranty and 2 year workmanship warranty applies outside of USA
- Refer to Kyocera warranty policy for details



QUALIFICATIONS AND CERTIFICATIONS

UL Listing
QIGU.E173074



Registered to ISO9001-2000

NEC 2008 Compliant, UL 1703, ISO 9001, and ISO 14001
UL1703 Certified and Registered, UL Fire Safety Class C, CEC, FSEC
Certified IEC61215 Ed 2 IEC61730 by JET



QUALIFIED FOR "BUY AMERICAN"
Manufactured in San Diego, California

- Available Upon Request •

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC)

STC = 1000 W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*

	KD205GX-LPU	KD210GX-LPU	KD215GX-LPU	
P _{mp}	205	210	215	W
V _{mp}	26.6	26.6	26.6	V
I _{mp}	7.71	7.90	8.09	A
V _{oc}	33.2	33.2	33.2	V
I _{sc}	8.36	8.58	8.78	A
P _{tolerance}	+5/-0	+5/-0	+5/-0	%

Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT)

NOCT = 800 W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*

	KD205GX-LPU	KD210GX-LPU	KD215GX-LPU	
T _{NOCT}	45	45	45	°C
P _{max}	147	151	155	W
V _{mp}	24.0	24.0	24.0	V
I _{mp}	6.17	6.32	6.47	A
V _{oc}	30.4	30.4	30.4	V
I _{sc}	6.77	6.95	7.11	A
PTC	185.2	189.8	194.4	W

Temperature Coefficients

	KD205GX-LPU	KD210GX-LPU	KD215GX-LPU	
P _{max}	-0.46	-0.46	-0.46	%/°C
V _{mp}	-0.52	-0.52	-0.52	%/°C
I _{mp}	0.0065	0.0065	0.0065	%/°C
V _{oc}	-0.36	-0.36	-0.36	%/°C
I _{sc}	0.060	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	-40 to +90	°C

System Design

Series Fuse Rating	15 A
Maximum DC System Voltage (UL)	600 V
Hailstone Impact	1 in (25mm) @ 51mph (23m/s)

* Subject to simulator measurement uncertainty of +/- 3%.
KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

NEC 2008 COMPLIANT
UL 1703 LISTED
CERTIFIED IEC61215 ED2 IEC61730 BY JET



WARNING: Read the instruction manual in its entirety prior to handling, installing & operating Kyocera Solar modules.

MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions: 59.06in/38.98in/1.8in
length/width/height

Weight: 39.7lbs (18.0kg)

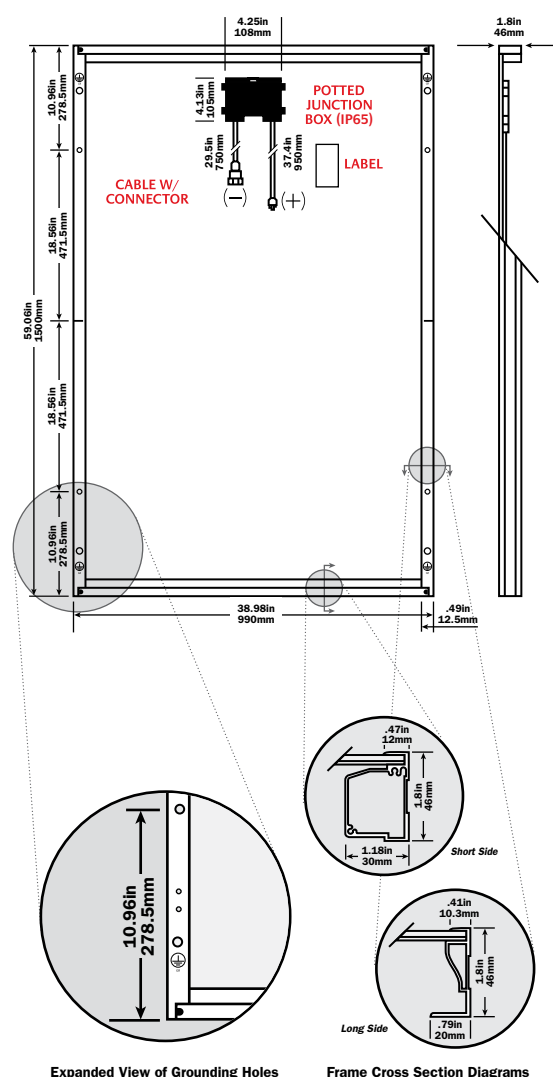
PACKAGING SPECIFICATIONS

Modules per pallet: 20

Pallets per 53' container: 38

Pallet box dimensions: 64in/44in/47in
length/width/height

Pallet box weight: 950lbs (430.0kg)



Expanded View of Grounding Holes

Frame Cross Section Diagrams

Legend

○ MOUNTING HOLES .35in (9mm) ■ DRAINAGE HOLES ⊕ GROUND SYMBOL .35in (9mm)

ANEXO I

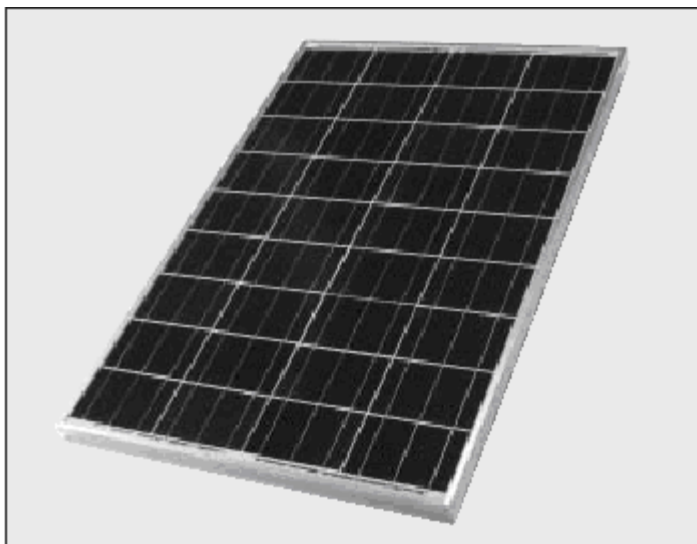
PANEL SOLAR KYOCERA

85W

KC85T

MODULO
FOTOVOLTAICO
POLICRISTALINO
DE ALTO
RENDIMIENTO

25 AÑOS DE GARANTIA



CARACTERISTICAS SOBRESALIENTES

- La avanzada tecnología e instalaciones fabriles automatizadas de Kyocera hacen posible estos módulos solares policristalinos que tienen una eficiencia de conversión de más del 16%.
- A fin de protegerlas contra las condiciones ambientales más severas, las celdas se encuentran encapsuladas entre una cubierta frontal de vidrio templado y láminas de material plástico (EVA) y una lámina de tedlar como cubierta posterior.
- La totalidad del laminado se encuentra dentro de un armazón de aluminio anodizado que asegura su resistencia estructural y facilidad de instalación.

USOS TÍPICOS

- Estaciones repetidoras de microondas y de radio
- Electrificación de pueblos en áreas remotas
- Instalaciones médicas en áreas rurales
- Corriente eléctrica para casas de campo
- Sistemas de comunicaciones de emergencia
- Sistemas de vigilancia de datos ambientales y de calidad del agua
- Faros, boyas y balizas de navegación marítima
- Bombeo para sistemas de riego, agua potable en áreas rurales y abrevaderos para el ganado
- Balizamiento para protección aeronáutica
- Sistemas de protección catódica
- Sistemas de desalinización
- Vehículos de recreo
- Señalización ferroviaria

ESPECIFICACIONES

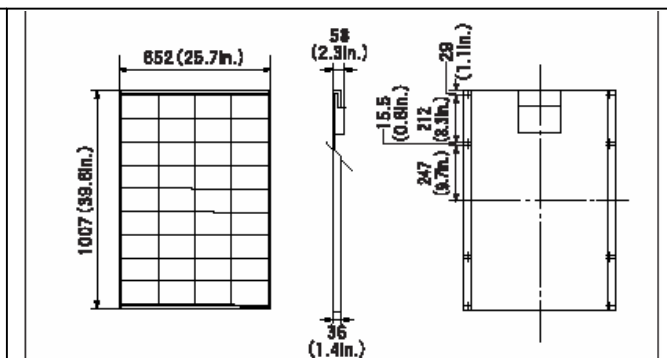
Especificaciones Eléctricas

MODELO	KC85T
Potencia de Salida Maxima	87.0 vatios
Tolerancia	+10% / -5%
Tensión óptima	17.4 voltios
Corriente óptima	5.02 amperios
Tensión de circuito abierto	21.7 voltios
Corriente de corto circuito	5.34 amperios
Largo	1007 mm (39.6 in.)
Ancho	652 mm (25.7 in.)
Espesor	58 mm (2.3 in.)
Peso	8.3 kg (18.3 lbs.)

Nota: Las especificaciones eléctricas indicadas corresponden a condiciones normalizadas de pruebas: 1 kW/m², masa de aire: 1.5 Temperatura de célula 25°C.

Especificaciones Físicas

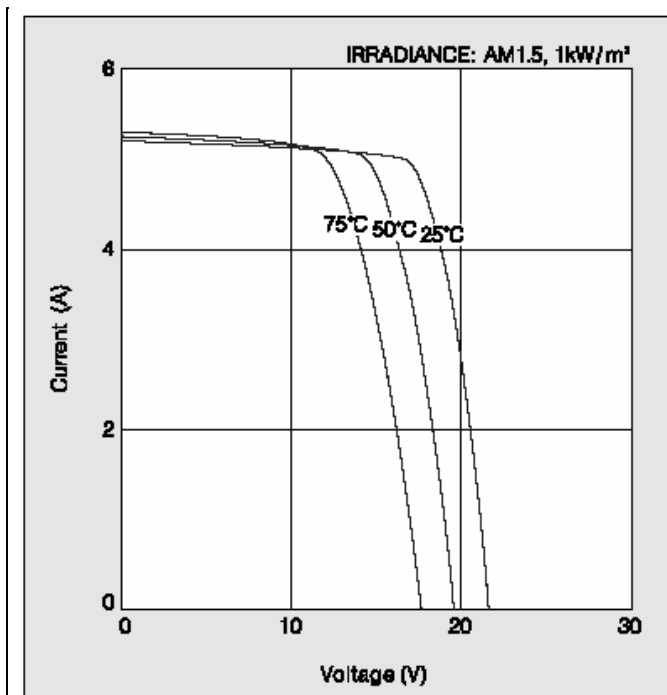
(en mm)



Kyocera garantiza que la disminución de potencia no será mayor al 10 % de la potencia especificada para el módulo dentro de un plazo de 12 años y que no será mayor al 20 % dentro de un plazo de 25 años. Los valores de producción de potencia serán medidos conforme a las condiciones estándar de Kyocera. Para mayor detalle contactar a Kyocera.

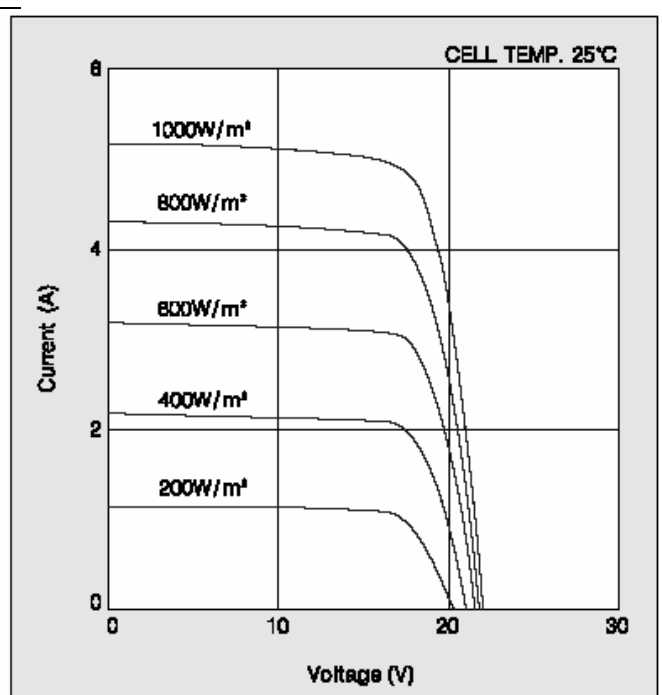
Características Electricas

Características de la corriente en función de la tensión, Módulo Solar KC85T a diversas temperaturas y a diversas niveles de irradiancia.



Condiciones Ambiental

Características de la corriente en función de la tensión, Módulo Solar KC85T a diversas niveles de irradianción.



CONTROL DE CALIDAD

Los módulos fotovoltaicos policristalinos de KYOCERA sobrepasan las especificaciones gubernamentales respecto a las siguientes pruebas:

- Prueba de ciclado térmico
- Ensayo de choque térmico
- Prueba de ciclado de congelación y humedad elevada
- Prueba de aislamiento eléctrico
- Prueba de impactos de granizo

- Prueba de cargas mecánicas, de viento y de torsión
- Prueba de rocío salino
- Prueba de exposición a la luz y al agua
- Prueba de exposición en el campo

Certificados:

- U.L. 1703
- IEC 61215
- ISO 9001 & 14001
- Clase 1, División 2, Grupos A, B, C y D

Para cualquier otra información no dude en comunicarse con nosotros.

ANEXO J

MOSFET IRF9540N

IRF9540N

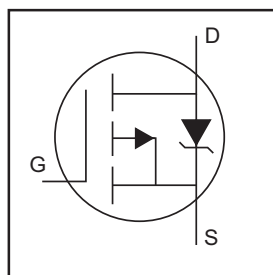
HEXFET® Power MOSFET

- Advanced Process Technology
- Dynamic dv/dt Rating
- 175°C Operating Temperature
- Fast Switching
- P-Channel
- Fully Avalanche Rated

Description

Fifth Generation HEXFETs from International Rectifier utilize advanced processing techniques to achieve extremely low on-resistance per silicon area. This benefit, combined with the fast switching speed and ruggedized device design that HEXFET Power MOSFETs are well known for, provides the designer with an extremely efficient and reliable device for use in a wide variety of applications.

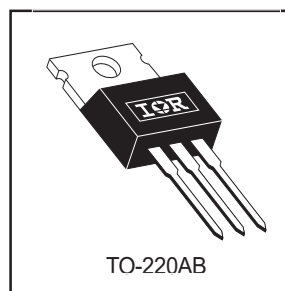
The TO-220 package is universally preferred for all commercial-industrial applications at power dissipation levels to approximately 50 watts. The low thermal resistance and low package cost of the TO-220 contribute to its wide acceptance throughout the industry.



$$V_{DSS} = -100V$$

$$R_{DS(on)} = 0.117\Omega$$

$$I_D = -23A$$



Absolute Maximum Ratings

	Parameter	Max.	Units
I_D @ $T_C = 25^\circ C$	Continuous Drain Current, V_{GS} @ -10V	-23	A
I_D @ $T_C = 100^\circ C$	Continuous Drain Current, V_{GS} @ -10V	-16	
I_{DM}	Pulsed Drain Current ①	-76	
P_D @ $T_C = 25^\circ C$	Power Dissipation	140	W
	Linear Derating Factor	0.91	W/°C
V_{GS}	Gate-to-Source Voltage	± 20	V
E_{AS}	Single Pulse Avalanche Energy②	430	mJ
I_{AR}	Avalanche Current①	-11	A
E_{AR}	Repetitive Avalanche Energy①	14	mJ
dv/dt	Peak Diode Recovery dv/dt ③	-5.0	V/ns
T_J	Operating Junction and	-55 to + 175	°C
T_{STG}	Storage Temperature Range		
	Soldering Temperature, for 10 seconds	300 (1.6mm from case)	
	Mounting torque, 6-32 or M3 screw	10 lbf•in (1.1N•m)	

Thermal Resistance

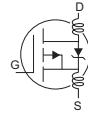
	Parameter	Typ.	Max.	Units
$R_{\theta JC}$	Junction-to-Case	—	1.1	°C/W
$R_{\theta CS}$	Case-to-Sink, Flat, Greased Surface	0.50	—	
$R_{\theta JA}$	Junction-to-Ambient	—	62	

IRF9540N



Electrical Characteristics @ T_J = 25°C (unless otherwise specified)

	Parameter	Min.	Typ.	Max.	Units	Conditions
V _{(BR)DSS}	Drain-to-Source Breakdown Voltage	-100	—	—	V	V _{GS} = 0V, I _D = -250μA
ΔV _{(BR)DSS} /ΔT _J	Breakdown Voltage Temp. Coefficient	—	-0.11	—	V/°C	Reference to 25°C, I _D = -1mA
R _{DS(on)}	Static Drain-to-Source On-Resistance	—	—	0.117	Ω	V _{GS} = -10V, I _D = -11A ④
V _{GS(th)}	Gate Threshold Voltage	-2.0	—	-4.0	V	V _{DS} = V _{GS} , I _D = -250μA
g _{fs}	Forward Transconductance	5.3	—	—	S	V _{DS} = -50V, I _D = -11A
I _{DSS}	Drain-to-Source Leakage Current	—	—	-25	μA	V _{DS} = -100V, V _{GS} = 0V
		—	—	-250		V _{DS} = -80V, V _{GS} = 0V, T _J = 150°C
I _{GSS}	Gate-to-Source Forward Leakage	—	—	100	nA	V _{GS} = 20V
	Gate-to-Source Reverse Leakage	—	—	-100		V _{GS} = -20V
Q _g	Total Gate Charge	—	—	97	nC	I _D = -11A
Q _{gs}	Gate-to-Source Charge	—	—	15		V _{DS} = -80V
Q _{gd}	Gate-to-Drain ("Miller") Charge	—	—	51		V _{GS} = -10V, See Fig. 6 and 13 ④
t _{d(on)}	Turn-On Delay Time	—	15	—	ns	V _{DD} = -50V
t _r	Rise Time	—	67	—		I _D = -11A
t _{d(off)}	Turn-Off Delay Time	—	51	—		R _G = 5.1Ω
t _f	Fall Time	—	51	—		R _D = 4.2Ω, See Fig. 10 ④
L _D	Internal Drain Inductance	—	4.5	—	nH	Between lead, 6mm (0.25in.) from package and center of die contact
L _S	Internal Source Inductance	—	7.5	—		
C _{iss}	Input Capacitance	—	1300	—	pF	V _{GS} = 0V
C _{oss}	Output Capacitance	—	400	—		V _{DS} = -25V
C _{rss}	Reverse Transfer Capacitance	—	240	—		f = 1.0MHz, See Fig. 5



Source-Drain Ratings and Characteristics

	Parameter	Min.	Typ.	Max.	Units	Conditions
I _S	Continuous Source Current (Body Diode)	—	—	-23	A	MOSFET symbol showing the integral reverse p-n junction diode.
I _{SM}	Pulsed Source Current (Body Diode) ①	—	—	-76		
V _{SD}	Diode Forward Voltage	—	—	-1.6	V	T _J = 25°C, I _S = -11A, V _{GS} = 0V ④
t _{rr}	Reverse Recovery Time	—	150	220	ns	T _J = 25°C, I _F = -11A
Q _{rr}	Reverse Recovery Charge	—	830	1200	nC	di/dt = -100A/μs ④
t _{on}	Forward Turn-On Time	Intrinsic turn-on time is negligible (turn-on is dominated by L _S +L _D)				

Notes:

① Repetitive rating; pulse width limited by max. junction temperature. (See fig. 11)

② Starting T_J = 25°C, L = 7.1mH
R_G = 25Ω, I_{AS} = -11A. (See Figure 12)

③ I_{SD} ≤ -11A, di/dt ≤ -470A/μs, V_{DD} ≤ V_{(BR)DSS},
T_J ≤ 175°C

④ Pulse width ≤ 300μs; duty cycle ≤ 2%.

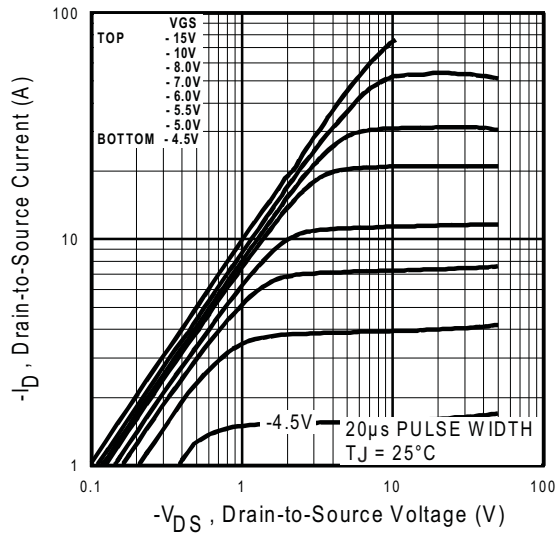


Fig 1. Typical Output Characteristics

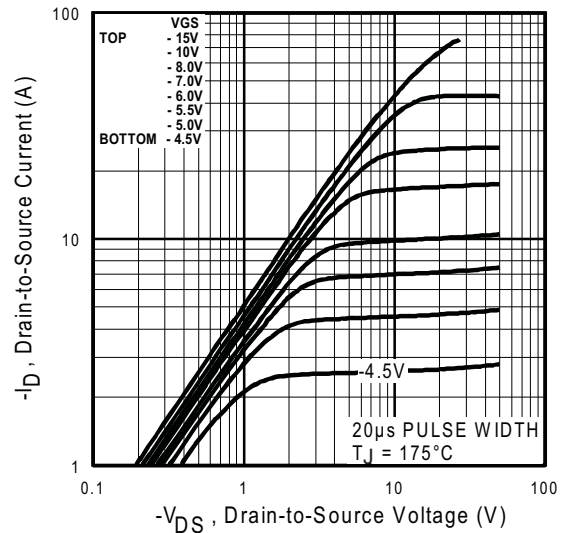


Fig 2. Typical Output Characteristics

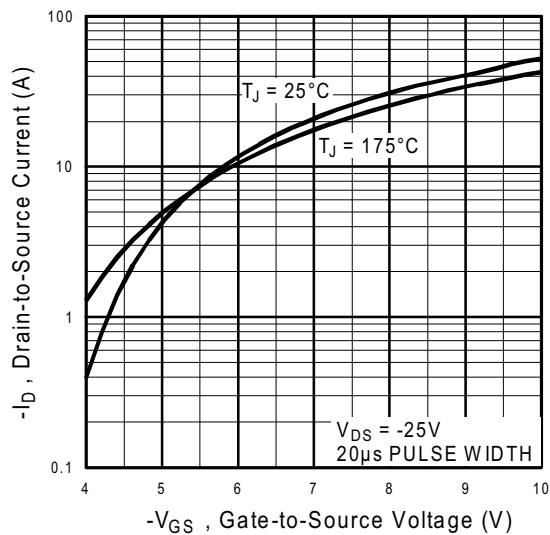


Fig 3. Typical Transfer Characteristics

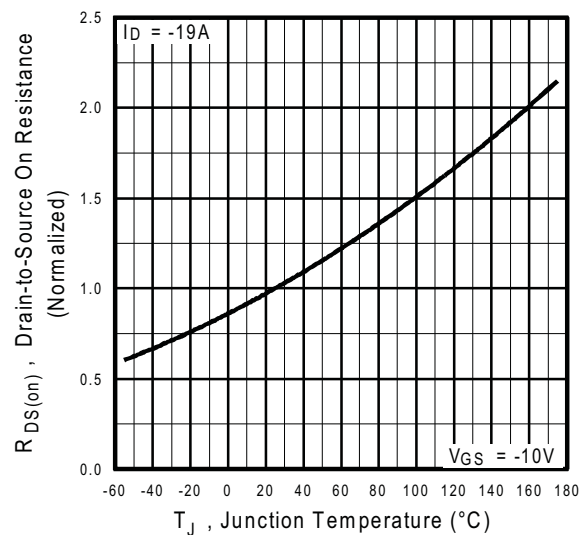


Fig 4. Normalized On-Resistance Vs. Temperature

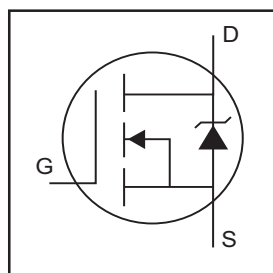
ANEXO K

MOSFET IRFZ44N

IRFZ44N

HEXFET® Power MOSFET

- Advanced Process Technology
- Ultra Low On-Resistance
- Dynamic dv/dt Rating
- 175°C Operating Temperature
- Fast Switching
- Fully Avalanche Rated

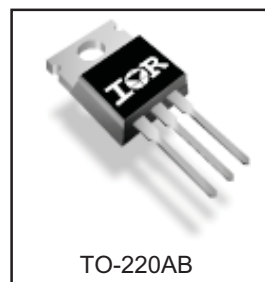


$V_{DSS} = 55V$
$R_{DS(on)} = 17.5m\Omega$
$I_D = 49A$

Description

Advanced HEXFET® Power MOSFETs from International Rectifier utilize advanced processing techniques to achieve extremely low on-resistance per silicon area. This benefit, combined with the fast switching speed and ruggedized device design that HEXFET power MOSFETs are well known for, provides the designer with an extremely efficient and reliable device for use in a wide variety of applications.

The TO-220 package is universally preferred for all commercial-industrial applications at power dissipation levels to approximately 50 watts. The low thermal resistance and low package cost of the TO-220 contribute to its wide acceptance throughout the industry.



TO-220AB

Absolute Maximum Ratings

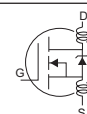
	Parameter	Max.	Units
$I_D @ T_C = 25^\circ C$	Continuous Drain Current, $V_{GS} @ 10V$	49	A
$I_D @ T_C = 100^\circ C$	Continuous Drain Current, $V_{GS} @ 10V$	35	
I_{DM}	Pulsed Drain Current ①	160	
$P_D @ T_C = 25^\circ C$	Power Dissipation	94	W
	Linear Derating Factor	0.63	W/°C
V_{GS}	Gate-to-Source Voltage	± 20	V
I_{AR}	Avalanche Current ①	25	A
E_{AR}	Repetitive Avalanche Energy ①	9.4	mJ
dv/dt	Peak Diode Recovery dv/dt ③	5.0	V/ns
T_J	Operating Junction and	-55 to + 175	°C
T_{STG}	Storage Temperature Range		
	Soldering Temperature, for 10 seconds	300 (1.6mm from case)	
	Mounting torque, 6-32 or M3 screw	10 lbf•in (1.1N•m)	

Thermal Resistance

	Parameter	Typ.	Max.	Units
$R_{\theta JC}$	Junction-to-Case	—	1.5	°C/W
$R_{\theta CS}$	Case-to-Sink, Flat, Greased Surface	0.50	—	
$R_{\theta JA}$	Junction-to-Ambient	—	62	

Electrical Characteristics @ $T_J = 25^\circ\text{C}$ (unless otherwise specified)

	Parameter	Min.	Typ.	Max.	Units	Conditions
$V_{(BR)DSS}$	Drain-to-Source Breakdown Voltage	55	—	—	V	$V_{GS} = 0V, I_D = 250\mu A$
$\Delta V_{(BR)DSS}/\Delta T_J$	Breakdown Voltage Temp. Coefficient	—	0.058	—	V/°C	Reference to 25°C , $I_D = 1mA$
$R_{DS(on)}$	Static Drain-to-Source On-Resistance	—	—	17.5	mΩ	$V_{GS} = 10V, I_D = 25A$ ④
$V_{GS(th)}$	Gate Threshold Voltage	2.0	—	4.0	V	$V_{DS} = V_{GS}, I_D = 250\mu A$
g_{fs}	Forward Transconductance	19	—	—	S	$V_{DS} = 25V, I_D = 25A$ ④
I_{DSS}	Drain-to-Source Leakage Current	—	—	25	μA	$V_{DS} = 55V, V_{GS} = 0V$
		—	—	250		$V_{DS} = 44V, V_{GS} = 0V, T_J = 150^\circ\text{C}$
I_{GSS}	Gate-to-Source Forward Leakage	—	—	100	nA	$V_{GS} = 20V$
	Gate-to-Source Reverse Leakage	—	—	-100		$V_{GS} = -20V$
Q_g	Total Gate Charge	—	—	63	nC	$I_D = 25A$
Q_{gs}	Gate-to-Source Charge	—	—	14		$V_{DS} = 44V$
Q_{gd}	Gate-to-Drain ("Miller") Charge	—	—	23		$V_{GS} = 10V$, See Fig. 6 and 13
$t_{d(on)}$	Turn-On Delay Time	—	12	—	ns	$V_{DD} = 28V$
t_r	Rise Time	—	60	—		$I_D = 25A$
$t_{d(off)}$	Turn-Off Delay Time	—	44	—		$R_G = 12\Omega$
t_f	Fall Time	—	45	—		$V_{GS} = 10V$, See Fig. 10 ④
L_D	Internal Drain Inductance	—	4.5	—	nH	Between lead, 6mm (0.25in.) from package and center of die contact
L_S	Internal Source Inductance	—	7.5	—		
C_{iss}	Input Capacitance	—	1470	—	pF	$V_{GS} = 0V$
C_{oss}	Output Capacitance	—	360	—		$V_{DS} = 25V$
C_{rss}	Reverse Transfer Capacitance	—	88	—		$f = 1.0MHz$, See Fig. 5
E_{AS}	Single Pulse Avalanche Energy ②	—	530 ⑤	150 ⑥	mJ	$I_{AS} = 25A, L = 0.47mH$



Source-Drain Ratings and Characteristics

	Parameter	Min.	Typ.	Max.	Units	Conditions
I_S	Continuous Source Current (Body Diode)	—	—	49	A	MOSFET symbol showing the integral reverse p-n junction diode.
I_{SM}	Pulsed Source Current (Body Diode) ①	—	—	160		
V_{SD}	Diode Forward Voltage	—	—	1.3	V	$T_J = 25^\circ\text{C}, I_S = 25A, V_{GS} = 0V$ ④
t_{rr}	Reverse Recovery Time	—	63	95	ns	$T_J = 25^\circ\text{C}, I_F = 25A$
Q_{rr}	Reverse Recovery Charge	—	170	260	nC	$di/dt = 100A/\mu s$ ④
t_{on}	Forward Turn-On Time	Intrinsic turn-on time is negligible (turn-on is dominated by $L_S + L_D$)				

Notes:

- ① Repetitive rating; pulse width limited by max. junction temperature. (See fig. 11)
- ② Starting $T_J = 25^\circ\text{C}$, $L = 0.48mH$
 $R_G = 25\Omega$, $I_{AS} = 25A$. (See Figure 12)
- ③ $I_{SD} \leq 25A$, $di/dt \leq 230A/\mu s$, $V_{DD} \leq V_{(BR)DSS}$,
 $T_J \leq 175^\circ\text{C}$
- ④ Pulse width $\leq 400\mu s$; duty cycle $\leq 2\%$.
- ⑤ This is a typical value at device destruction and represents operation outside rated limits.
- ⑥ This is a calculated value limited to $T_J = 175^\circ\text{C}$.

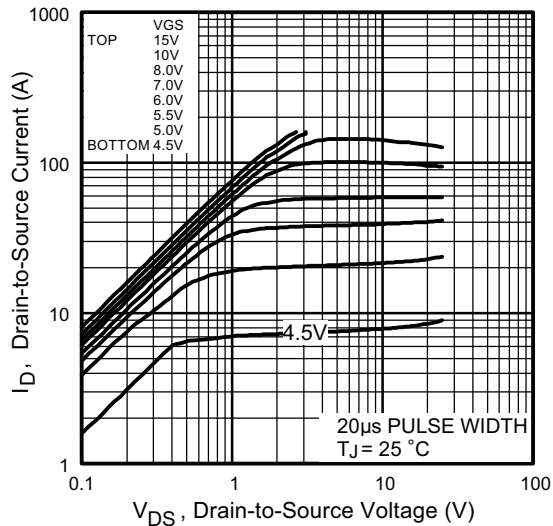


Fig 1. Typical Output Characteristics

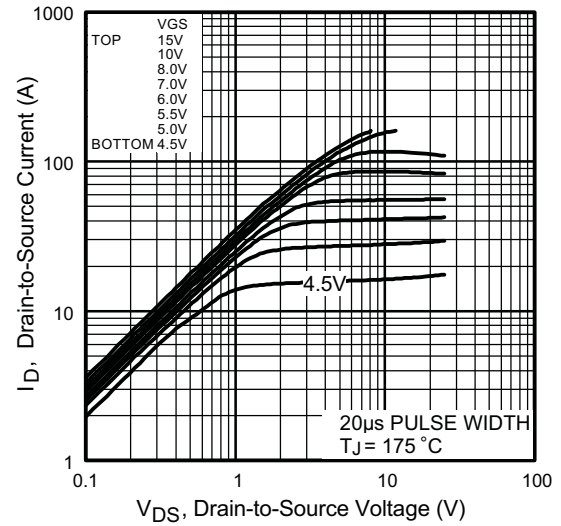


Fig 2. Typical Output Characteristics

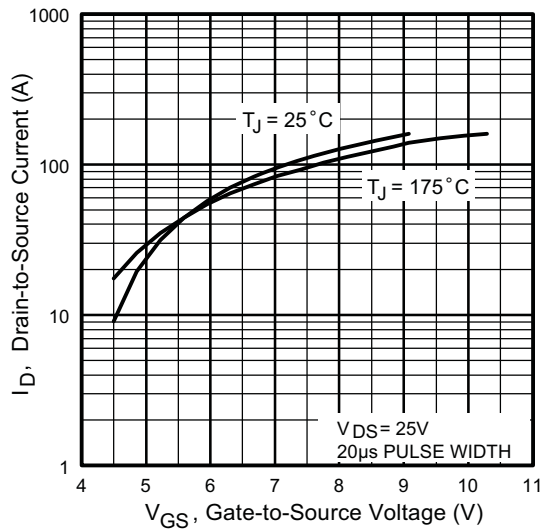


Fig 3. Typical Transfer Characteristics

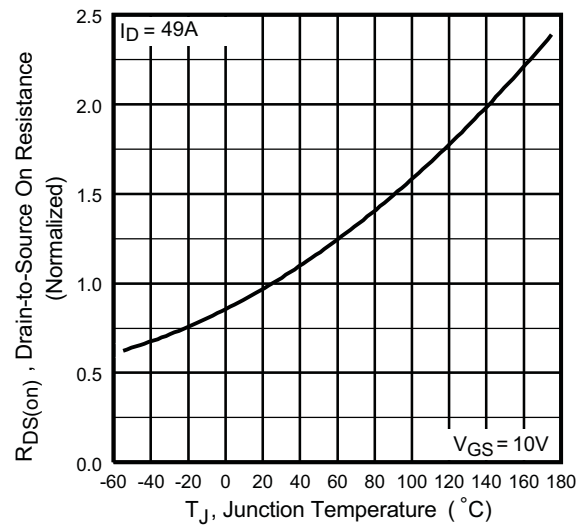


Fig 4. Normalized On-Resistance
Vs. Temperature

ANEXO L

MÓDULO IGBT

6MBI200FB-060

IGBT モジュール

IGBT MODULE

■特長：Features

- 低飽和電圧 Low Saturation Voltage
- 電圧駆動 (MOSゲート構造) Voltage Drive
- 豊富な容量系列 Variety of Power Capacity Series

■用途：Applications

- モーター駆動用インバータ Inverter for Motor Drive
- AC, DCサーボアンプ AC・DC Servo Drive Amplifier
- 無停電電源 Uninterruptible Power Supply
- 溶接機等の産業用機器
Industrial Machines, such as Welding Machines

■定格と特性：Maximum Ratings and Characteristics

- 絶対最大定格：Absolute Maximum Ratings

Items	Symbols	Ratings	Units
コレクタ・エミッタ間電圧	V_{CES}	600	V
ゲート・エミッタ間電圧	V_{GES}	± 20	V
コレクタ電流	連 続	I_C	200
	1ms	$I_{C \text{ pulse}}$	400
	Duty=75%	$-I_C$	200
	1ms	$-I_{C \text{ pulse}}$	400
最 大 損 失	P_C	600	W
接 合 部 温 度	T_j	$+150$	$^{\circ}\text{C}$
保 存 温 度	T_{stg}	$-40 \sim +125$	$^{\circ}\text{C}$
質 量	m	450	g
絶 縁 耐 量 AC 1min.	V_{isol}	2500	V
締 付 け ト ル ク	Mounting * 1	3.5	N・m
	Terminals * 1	3.5	

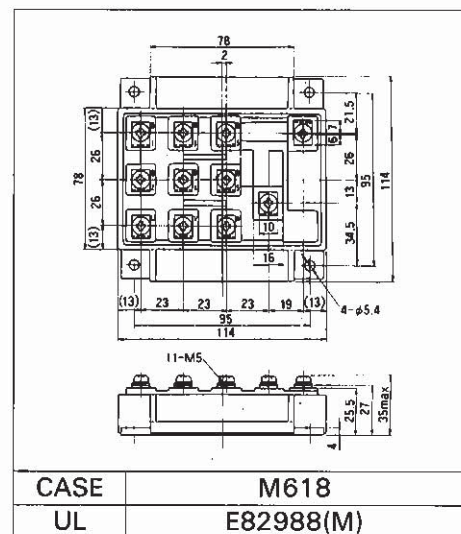
- 電氣的特性：Electrical Characteristics ($T_j = 25^{\circ}\text{C}$)

Items	Symbols	Test Condition	Min	Typ	Max	Units
コレクタ・エミッタ間遮断電流	I_{CES}	$V_{GE}=0V$ $V_{CE}=600V$ $T_j=25^{\circ}\text{C}$			2.0	mA
		$V_{GE}=0V$ $V_{CE}=600V$ $T_j=125^{\circ}\text{C}$			—	mA
ゲート・エミッタ間漏れ電流	I_{GES}	$V_{CE}=0V$ $V_{GE}=\pm 20V$			200	nA
ゲート・エミッタ間しきい値電圧	$V_{GE(th)}$	$V_{CE}=20V$ $I_C=200mA$	3.0		6.0	V
コレクタ・エミッタ間飽和電圧	$V_{CE(sat)}$	$V_{GE}=15V$ $I_C=200A$			2.9	V
入 力 容 量	C_{ies}	$V_{GE}=0V$		19000		pF
出 力 容 量	C_{oes}	$V_{CE}=10V$		—		
帰 還 容 量	C_{res}	$f=1MHz$		—		
タ ー ン オ ン 時 間	t_{on}	$V_{CC}=300V$			1.5	μs
	t_r	$I_C=200A$			1.0	
タ ー ン オ フ 時 間	t_{off}	$V_{GE}=\pm 15V$			1.5	
	t_f	$R_G=9.1\Omega$			1.0	
ダイオード順電圧	V_F	$I_F=200A$, $V_{GE}=0V$			2.7	V
逆 回 復 時 間	t_{rr}	$I_F=200A$, $-di/dt=600A/\mu\text{s}$ $V_{GE}=-10V$			300	ns

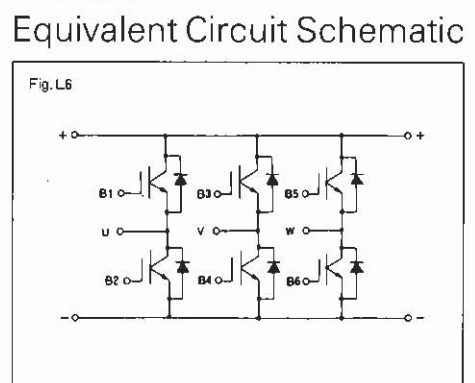
- 熱的特性：Thermal Characteristics

Items	Symbols	Test Conditions	Min	Typ	Max	Units
熱 抵 抗	$R_{th(j-c)}$	IGBT			0.208	$^{\circ}\text{C/W}$
	$R_{th(j-c)}$	Diode			0.313	
	$R_{th(c-f)}$	with Thermal Compound		0.03		

■外形寸法：Outline Drawings

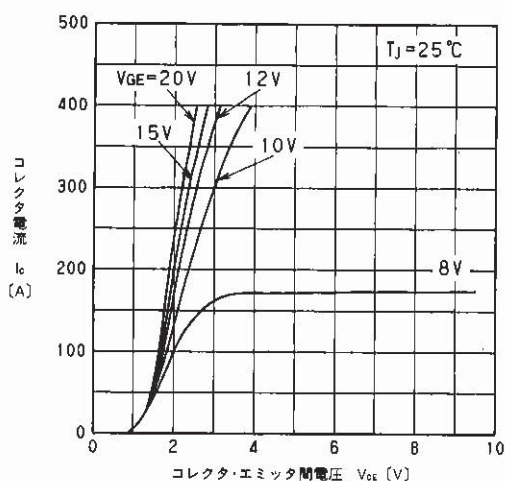


■等価回路：Equivalent Circuit Schematic

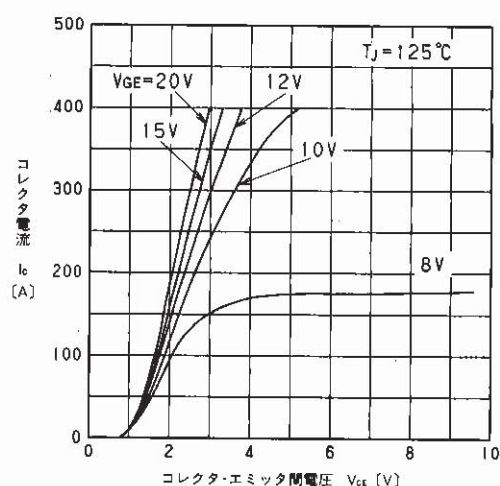


*1推奨値：Recommendable value
2.5~3.5N・m {25~35kgf・cm} (M5)

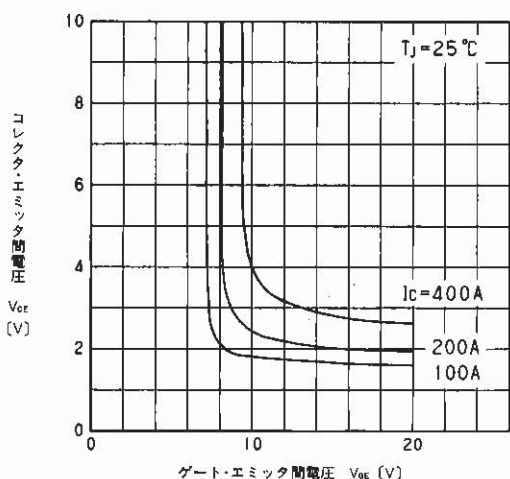
■特性曲線：Characteristics



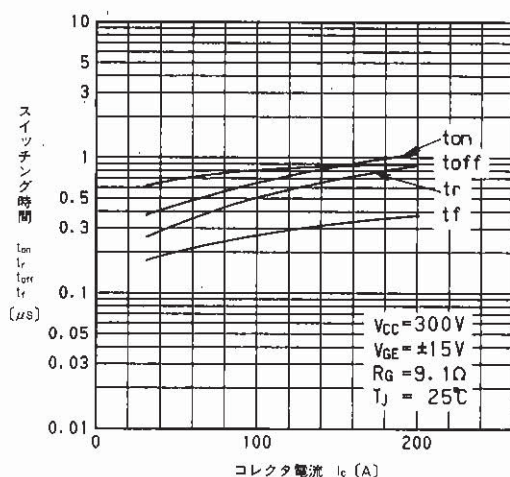
コレクタ電流—コレクタ・エミッタ間電圧特性
Collector Current vs. Collector-Emitter Voltage



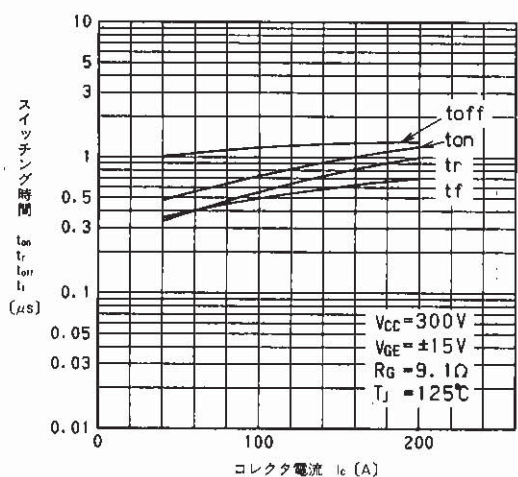
コレクタ電流—コレクタ・エミッタ間電圧特性
Collector Current vs. Collector-Emitter Voltage



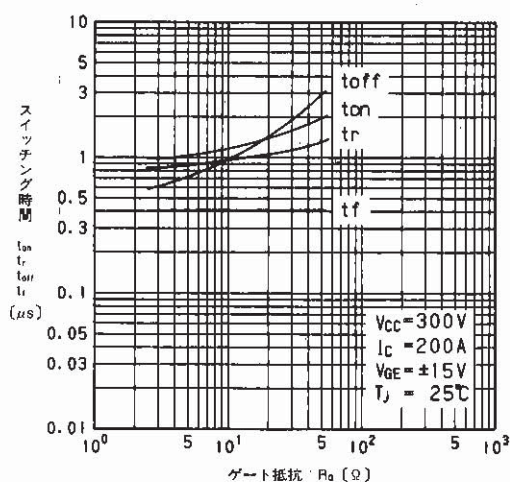
コレクタ・エミッタ間電圧—ゲート・エミッタ間電圧特性
Collector-Emitter Voltage vs. Gate-Emitter Voltage



スイッチング時間—コレクタ電流特性
Switching Time vs. Collector Current



スイッチング時間—コレクタ電流特性
Switching Time vs. Collector Current



スイッチング時間—ゲート抵抗特性
Switching Time vs. Gate Resistance

ANEXO M

MÓDULO IGBT

1MBI300F-060

IGBT MODULE (F series)

■ Features

- Low Saturation Voltage
- Voltage Drive
- Variety of Power Capacity Series

■ Applications

- Inverter for Motor Drive
- AC and DC Servo Drive Amplifier
- Uninterruptible Power Supply
- Industrial Machines, such as Welding Machines

■ Maximum Ratings and Characteristics

● Absolute Maximum Ratings

Items	Symbols	Ratings	Units
Collector-Emitter Voltage	V_{CES}	600	V
Gate-Emitter Voltage	V_{GES}	± 20	V
Collector Current	Continuous	I_C	300
	1ms	$I_C \text{ pulse}$	600
	Continuous	$-I_C$	300
	1ms	$-I_C \text{ pulse}$	600
Max. Power Dissipation	P_C	1080	W
Operating Temperature	T_J	+150	°C
Storage Temperature	T_{stg}	-40 to +125	°C
Net. Weight		415	g
Isolation Voltage	AC, 1min.	V_{isol}	2500
			V
Screw Torque	Mounting *1	3.5 [35]	N · m
	Terminals *2	4.5 [45]	(kg · cm)
	Terminals *3	1.7 [17]	

*1 Recommendable Value 2.5 to 3.5N·m {25 to 35 kg·cm} (M5)

*2 Recommendable Value 3.5 to 4.0N·m {35 to 40 kg·cm} (M6)

*3 Recommendable Value 1.3 to 1.6N·m {13 to 16 kg·cm} (M4)

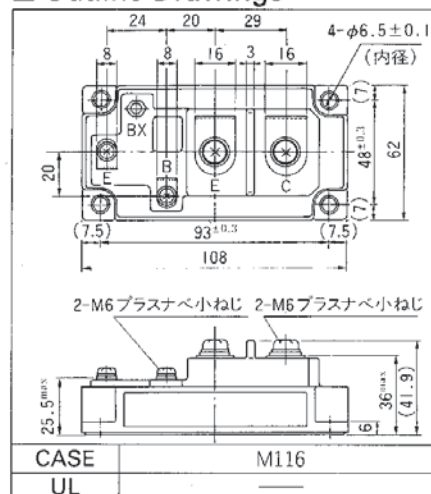
● Electrical Characteristics ($T_c=25^\circ\text{C}$)

Items	Symbols	Test Conditions	Min.	Typ.	Max.	Units
Zero Gate Voltage Collector Current	I_{CES}	$V_{GE}=0V$ $V_{CE}=600V$ $T_J=25^\circ\text{C}$			4.0	mA
Gate-Emitter Leakage Current	I_{GES}	$V_{CE}=0V$ $V_{GE}=\pm 20V$			200	nA
Gate-Emitter Threshold Voltage	$V_{GE(th)}$	$V_{CE}=20V$ $I_C=300mA$	3.0		6.0	V
Collector-Emitter Saturation Voltage	$V_{CE(sat)}$	$V_{GE}=15V$ $I_C=300A$			2.5	V
Input Capacitance	C_{ies}	$V_{GE}=0V$		28500		pF
Output Capacitance	C_{oes}	$V_{CE}=10V$				
Reverse Transfer Capacitance	C_{res}	$f=1MHz$				
Turn-on Time	t_{on}	$V_{CC}=300V$			0.8	μs
	t_r	$I_C=300A$			0.6	
Turn-off Time	t_{off}	$V_{GE}=\pm 15V$			1.5	
	t_f	$R_G=6.8\Omega$			1.0	
Diode Forward On-Voltage	V_F	$I_F=300A$, $V_{GE}=0V$			2.5	V
Reverse Recovery Time	t_{rr}	$I_F=300A$, $-di/dt=900A/\mu\text{s}$ $V_{GE}=-10V$			300	ns

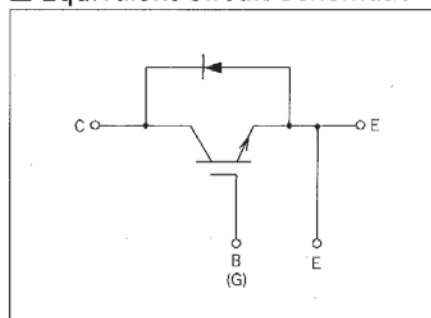
● Thermal Characteristics

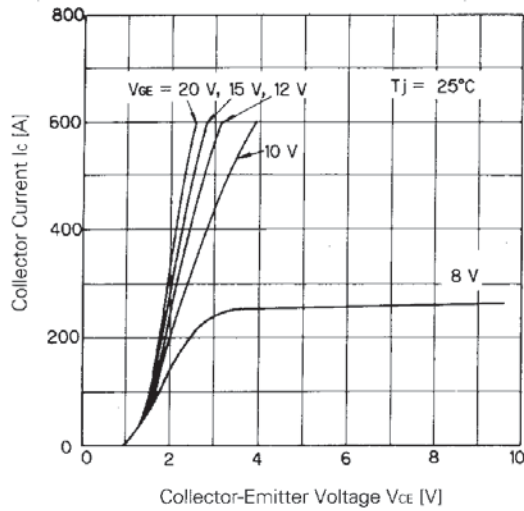
Items	Symbols	Test Conditions	Min.	Typ.	Max.	Units
Thermal Resistance	$R_{th(j-c)}$	IGBT			0.116	°C/W
	$R_{th(j-e)}$	Diode			0.222	
	$R_{th(c-f)}$	With Thermal compound		0.015		

■ Outline Drawings

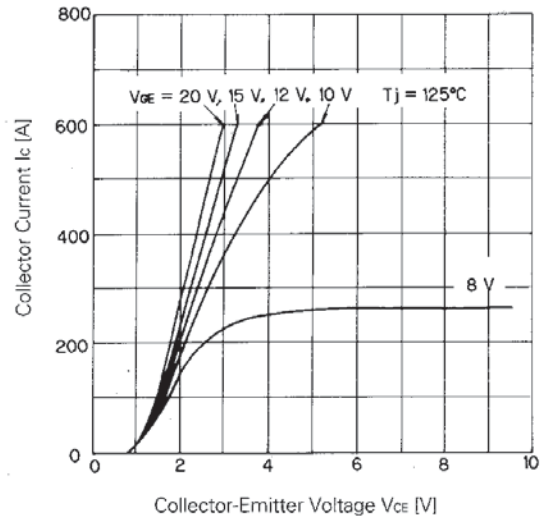


■ Equivalent Circuit Schematic

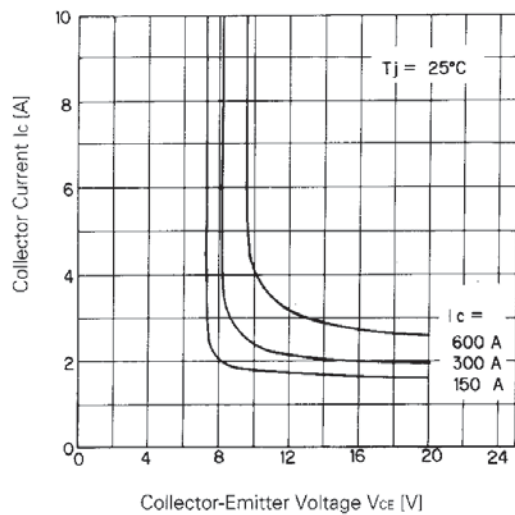




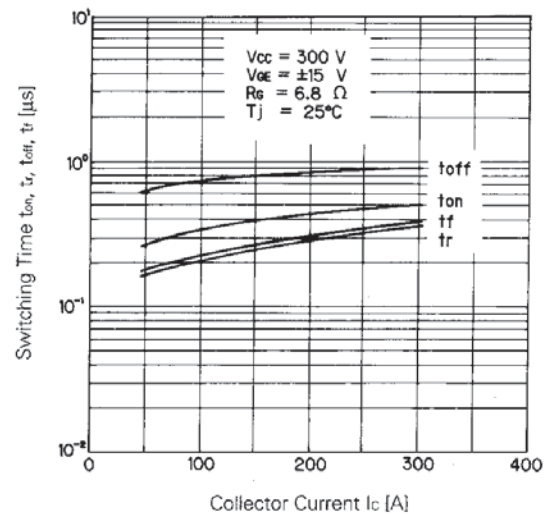
Collector Current vs. Collector-Emitter Voltage



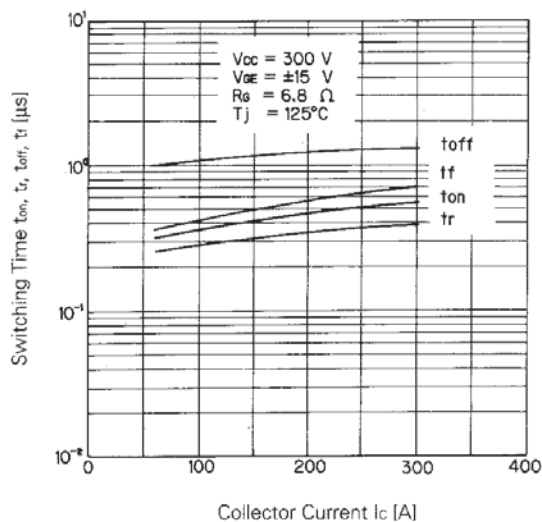
Collector Current vs. Collector-Emitter Voltage



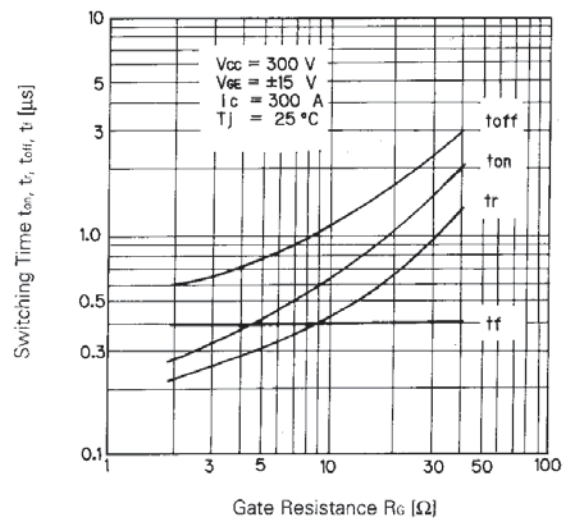
Collector Current vs. Collector-Emitter Voltage



Switching Time



Switching Time



Switching Time-Gate Resistance

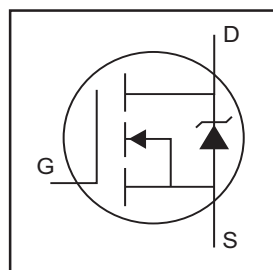
ANEXO N

MOSFET IRF2807

IRF2807

HEXFET® Power MOSFET

- Advanced Process Technology
- Ultra Low On-Resistance
- Dynamic dv/dt Rating
- 175°C Operating Temperature
- Fast Switching
- Fully Avalanche Rated



$$V_{DSS} = 75V$$

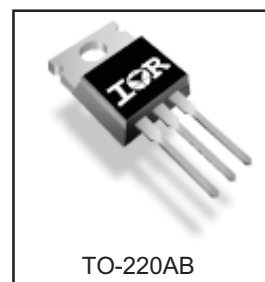
$$R_{DS(on)} = 13m\Omega$$

$$I_D = 82A⑦$$

Description

Advanced HEXFET® Power MOSFETs from International Rectifier utilize advanced processing techniques to achieve extremely low on-resistance per silicon area. This benefit, combined with the fast switching speed and ruggedized device design that HEXFET power MOSFETs are well known for, provides the designer with an extremely efficient and reliable device for use in a wide variety of applications.

The TO-220 package is universally preferred for all commercial-industrial applications at power dissipation levels to approximately 50 watts. The low thermal resistance and low package cost of the TO-220 contribute to its wide acceptance throughout the industry.



TO-220AB

Absolute Maximum Ratings

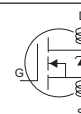
	Parameter	Max.	Units
I_D @ $T_C = 25^\circ C$	Continuous Drain Current, V_{GS} @ 10V	82⑦	A
I_D @ $T_C = 100^\circ C$	Continuous Drain Current, V_{GS} @ 10V	58	
I_{DM}	Pulsed Drain Current ①	280	
P_D @ $T_C = 25^\circ C$	Power Dissipation	230	W
	Linear Derating Factor	1.5	W/°C
V_{GS}	Gate-to-Source Voltage	± 20	V
I_{AR}	Avalanche Current①	43	A
E_{AR}	Repetitive Avalanche Energy①	23	mJ
dv/dt	Peak Diode Recovery dv/dt ③	5.9	V/ns
T_J	Operating Junction and	-55 to + 175	°C
T_{STG}	Storage Temperature Range		
	Soldering Temperature, for 10 seconds	300 (1.6mm from case)	
	Mounting torque, 6-32 or M3 screw	10 lbf•in (1.1N•m)	

Thermal Resistance

	Parameter	Typ.	Max.	Units
$R_{\theta JC}$	Junction-to-Case	—	0.65	°C/W
$R_{\theta CS}$	Case-to-Sink, Flat, Greased Surface	0.50	—	
$R_{\theta JA}$	Junction-to-Ambient	—	62	

Electrical Characteristics @ $T_J = 25^\circ\text{C}$ (unless otherwise specified)

	Parameter	Min.	Typ.	Max.	Units	Conditions
$V_{(BR)DSS}$	Drain-to-Source Breakdown Voltage	75	—	—	V	$V_{GS} = 0V, I_D = 250\mu A$
$\Delta V_{(BR)DSS}/\Delta T_J$	Breakdown Voltage Temp. Coefficient	—	0.074	—	V/ $^\circ\text{C}$	Reference to 25°C , $I_D = 1\text{mA}$
$R_{DS(on)}$	Static Drain-to-Source On-Resistance	—	—	13	m Ω	$V_{GS} = 10V, I_D = 43A$ ④
$V_{GS(th)}$	Gate Threshold Voltage	2.0	—	4.0	V	$V_{DS} = V_{GS}, I_D = 250\mu A$
g_{fs}	Forward Transconductance	38	—	—	S	$V_{DS} = 50V, I_D = 43A$ ④
I_{DSS}	Drain-to-Source Leakage Current	—	—	25	μA	$V_{DS} = 75V, V_{GS} = 0V$
		—	—	250		$V_{DS} = 60V, V_{GS} = 0V, T_J = 150^\circ\text{C}$
I_{GSS}	Gate-to-Source Forward Leakage	—	—	100	nA	$V_{GS} = 20V$
	Gate-to-Source Reverse Leakage	—	—	-100		$V_{GS} = -20V$
Q_g	Total Gate Charge	—	—	160	nC	$I_D = 43A$
Q_{gs}	Gate-to-Source Charge	—	—	29		$V_{DS} = 60V$
Q_{gd}	Gate-to-Drain ("Miller") Charge	—	—	55		$V_{GS} = 10V$, See Fig. 6 and 13
$t_{d(on)}$	Turn-On Delay Time	—	13	—	ns	$V_{DD} = 38V$
t_r	Rise Time	—	64	—		$I_D = 43A$
$t_{d(off)}$	Turn-Off Delay Time	—	49	—		$R_G = 2.5\Omega$
t_f	Fall Time	—	48	—		$V_{GS} = 10V$, See Fig. 10 ④
L_D	Internal Drain Inductance	—	4.5	—	nH	Between lead, 6mm (0.25in.) from package and center of die contact
L_S	Internal Source Inductance	—	7.5	—		
C_{iss}	Input Capacitance	—	3820	—	pF	$V_{GS} = 0V$
C_{oss}	Output Capacitance	—	610	—		$V_{DS} = 25V$
C_{rss}	Reverse Transfer Capacitance	—	130	—		$f = 1.0\text{MHz}$, See Fig. 5
E_{AS}	Single Pulse Avalanche Energy ②	—	1280 ⑤	340 ⑥		$I_{AS} = 50A, L = 370\mu H$



Source-Drain Ratings and Characteristics

	Parameter	Min.	Typ.	Max.	Units	Conditions
I_S	Continuous Source Current (Body Diode)	—	—	82 ⑦	A	MOSFET symbol showing the integral reverse p-n junction diode.
I_{SM}	Pulsed Source Current (Body Diode) ①	—	—	280		
V_{SD}	Diode Forward Voltage	—	—	1.2	V	$T_J = 25^\circ\text{C}, I_S = 43A, V_{GS} = 0V$ ④
t_{rr}	Reverse Recovery Time	—	100	150	ns	$T_J = 25^\circ\text{C}, I_F = 43A$
Q_{rr}	Reverse Recovery Charge	—	410	610	nC	$di/dt = 100A/\mu s$ ④
t_{on}	Forward Turn-On Time	Intrinsic turn-on time is negligible (turn-on is dominated by $L_S + L_D$)				

Notes:

- ① Repetitive rating; pulse width limited by max. junction temperature. (See fig. 11)
- ② Starting $T_J = 25^\circ\text{C}$, $L = 370\mu H$
 $R_G = 25\Omega$, $I_{AS} = 43A$, $V_{GS} = 10V$ (See Figure 12)
- ③ $I_{SD} \leq 43A$, $di/dt \leq 300A/\mu s$, $V_{DD} \leq V_{(BR)DSS}$,
 $T_J \leq 175^\circ\text{C}$
- ④ Pulse width $\leq 400\mu s$; duty cycle $\leq 2\%$.
- ⑤ This is a typical value at device destruction and represents operation outside rated limits.
- ⑥ This is a calculated value limited to $T_J = 175^\circ\text{C}$.
- ⑦ Calculated continuous current based on maximum allowable junction temperature. Package limitation current is 75A.

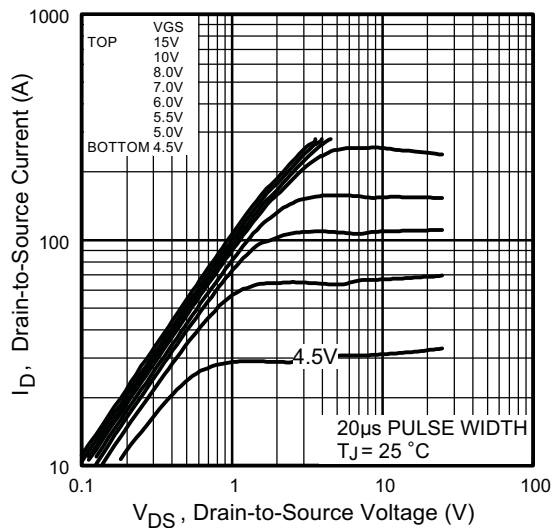


Fig 1. Typical Output Characteristics

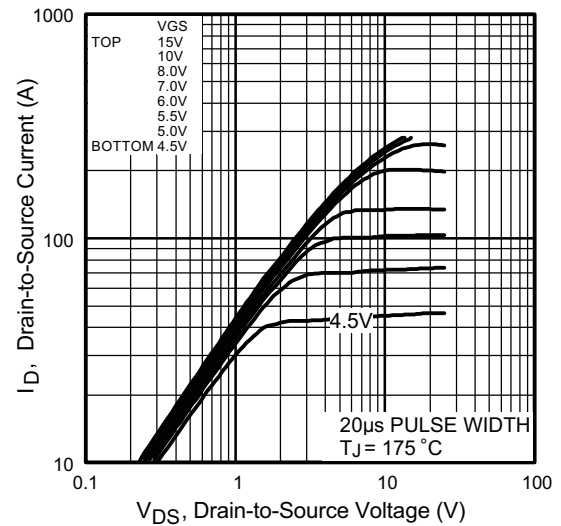


Fig 2. Typical Output Characteristics

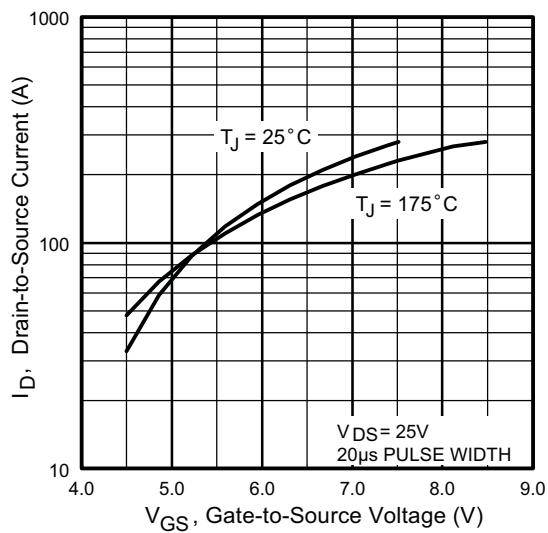


Fig 3. Typical Transfer Characteristics

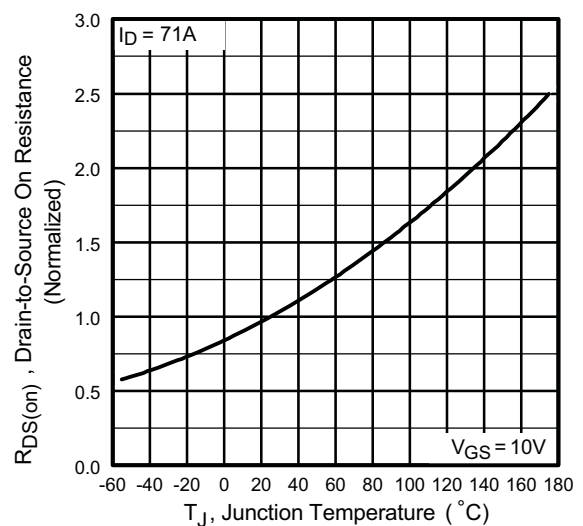


Fig 4. Normalized On-Resistance
Vs. Temperature